

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов
Специальность 21.05.02 Прикладная геология
Отделение геологии

ДИПЛОМНАЯ РАБОТА

Тема работы
Особенности формирования и нефтеносность продуктивных отложений подугольной толщи Майского нефтяного месторождения (Томская область)

УДК 553.982(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
215Б	Наджарян Мясник Араевич		01.06.2020 г.

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Тен Т.Г.	к.г.-м.н.		01.06.2020 г.

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Рыжакина Т.Г	к.э.н.		01.06.2020 г.

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ООД	Гуляев М. В.			01.06.2020 г.

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Перевертайло Т.Г.	к.г.-м.н.		01.06.2020 г.

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ОПП

Код	Результат обучения	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
Общие по специальности подготовки (универсальные)		
P1	Применять <i>базовые и специальные</i> математические, естественнонаучные, гуманитарные, социально-экономические и технические знания в междисциплинарном контексте для решения <i>комплексных инженерных проблем</i> в области <i>прикладной геологии</i> .	Требования ФГОС ВО (ОК-1, 3, 4, 6, 8, ОПК-5, 7, 8, ПК-1, 12, 14), СУОС ТПУ (УК 1,5), Критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR- ACE</i> и <i>FEANI</i> , Критерий АВЕТ- 3 а, с, h, j)
P2	Использовать <i>базовые и специальные</i> знания проектного и финансового менеджмента, в том числе менеджмента рисков и изменений для управления <i>комплексной инженерной деятельностью</i> .	Требования ФГОС ВО (ОК-2, 5, 8, ОПК -3, 4, 5, 6, 9, ПК- 2, 5-11, 16-20, ПСК-1.1, 1.2., 1.4., 1.6, 2.5., 2.6., 3.5., 3.8., 3.9), СУОС ТПУ (УК- 2, 5) Критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR- ACE</i> и <i>FEANI</i> , Критерий АВЕТ-3е,k)
P3	Осуществлять эффективные коммуникации в профессиональной среде и обществе, разрабатывать документацию, презентовать и защищать результаты <i>комплексной инженерной деятельности</i> в области <i>прикладной геологии</i> .	Требования ФГОС ВО (ОК-3, 6, 8, ОПК-1, 2, 3, 4, 8, ПК-13, 16, ПСК-1.2.), СУОС ТПУ (УК-3, 4, 6) Критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR- ACE</i> и <i>FEANI</i> , Критерий АВЕТ-3g)
P4	Эффективно работать индивидуально и в качестве <i>члена</i> или <i>лидера команды</i> , в том числе междисциплинарной, с делением ответственности и полномочий при решении <i>комплексных инженерных проблем</i> .	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОПК-3, 5, 6, 7, ПК-2, 13, 14, 16, ПСК-1.2, 2.2., 3.6), СУОС ТПУ (УК-3, 5, 6) Критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR- ACE</i> и <i>FEANI</i> , Критерий АВЕТ-3d)
P5	Демонстрировать личную ответственность, приверженность и готовность следовать нормам профессиональной этики и правилам ведения <i>комплексной инженерной деятельности</i> в области <i>прикладной геологии</i> .	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОПК-3, 5, 6, ПК-2, 13, 14, 16, ПСК-1.2, 2.2., 3.6.), СУОС ТПУ (УК- 5) Критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR- ACE</i> и <i>FEANI</i> , Критерий АВЕТ-3d)

P6	Вести комплексную инженерную деятельность с учетом социальных, правовых, экологических и культурных аспектов, вопросов охраны здоровья и безопасности жизнедеятельности, нести социальную ответственность за принимаемые решения, осознавать необходимость обеспечения устойчивого развития.	Требования ФГОС ВО (ОК-2, 4, 5, 9, 10; ОПК-3, 5, 9, ПК-7, 8; 18, 20) СУОС ТПУ (УК-5, 8) Критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> , Критерий АВЕТ-3с,h,j)
P7	Осознавать необходимость и демонстрировать способность к самостоятельному обучению и непрерывному профессиональному	Требования ФГОС ВО (ОК-3, 4, 7, 9, ОПК-5), СУОС ТПУ (УК-6) Критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-</i>

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов
Специальность 21.05.02 Прикладная геология
Отделение геологии

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП
_____ Перевертайло Т.Г.
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Дипломной работы

Студенту:

Группа	ФИО
215Б	Наджарян Мясник Араевич

Тема работы:

Особенности формирования и нефтеносность продуктивных отложений подугольной толщи Майского нефтяного месторождения (Томская область)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№59-86/с от 28.02.2020 г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:	01.06.2020 г.
--	---------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	<p>Геолого-геофизические материалы Майского месторождения</p> <p>Материалы исследования керна</p> <p>Специальная литература</p> <p>Фондовая литература</p>
---------------------------------	--

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Изучение особенностей геологического строения Майского нефтяного месторождения; 2. Изучение методики исследований продуктивных отложений; 3. Анализ материалов ГИС; 4. Структурно-текстурный анализ продуктивных отложений; 5. Литолого-фациальный анализ отложений подугольной толщи.
<p>Перечень графического материала</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Обзорная карта района работ 2. Геолого-геофизическая изученность района работ 3. Сводный литолого-стратиграфический разрез 4. Фрагмент тектонической карты мезозойско-кайнозойского чехла Томской области 5. Характеристика толщин продуктивных пластов (объект Ю₁³⁻⁴) 6. Геологический разрез по линии скважин 306-1 - 326-1 - 390 – 588 – 216 7. Результаты гидродинамических исследований скважин Майского месторождения 8. Результаты освоения эксплуатационных скважин 9. Сводная таблица подсчетных параметров, запасов нефти и растворенного газа 10. Схема корреляции отложений пласта Ю₁^{3,4} по линии скважин 397-2 - 393-396-1 - 390-392-568-215 11. Палеогидродинамические уровни, отражающие динамическую активность среды седиментации 12. Литолого-геофизическая характеристика пласта Ю₁³⁻⁴ скв. 215 13. Литолого-геофизическая характеристика пласта Ю₁³⁻⁴ скв. 390 14. Литолого-геофизическая характеристика пласта Ю₁³⁻⁴ скв. 392 15. Литолого-геофизическая характеристика пласта Ю₁³⁻⁴ скв. 393 16. Литолого-геофизическая характеристика пласта Ю₁³⁻⁴ скв. 396-1 17. Литолого-геофизическая характеристика пласта Ю₁³⁻⁴ скв. 397-2 18. Литолого-геофизическая характеристика пласта Ю₁³⁻⁴ скв. 568 19. Перечень сотрудников для проведения исследований и обработки результатов

	изучения кернового материала 20. Комплексный расчет затрат на проведение научно-исследовательских работ 21. Нормы расхода материалов на геологическую и инженерно-геологическую документацию керна горных пород 22. Расчёт сметной стоимости научно-технической продукции 23. Схема распределения денежных средств (в тыс. руб.)
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Рыжакина Татьяна Гавриловна
Социальная ответственность	Гуляев Милий Всеволодович

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	20.12.2019 г.
---	---------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Тен Т.Г.	К.Г.-М.Н.		20.12.2019 г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
215Б	Наджарян Мясник Араевич		20.12.2019 г.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
215Б	Наджарян Мясник Араевич

Школа	ИШПР	Отделение	Геологии
Уровень образования	Специалитет	Специальность	Прикладная геология

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Расчет сметы затрат на проведение исследований керна материала</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций в ходе проведения исследований согласно справочникам Единых норм времени (ЕНВ) и др., РД 39-3-593-81</i>
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Налоговый кодекс РФ</i>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Свод видов и объемов работ на проведение исследований керна материала</i>
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>Расчет основных, накладных, эксплуатационных расходов и сметной стоимости проведения исследований керна материала</i>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
---	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСТН	Рыжакина Татьяна Гавриловна	Кандидат экономических наук		31.01.2020 г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
215Б	Наджарян Мясник Араевич		31.01.2020 г.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
215Б	Наджарян Мясник Араевич

Школа	ИШПР	Отделение	Геологии
Уровень образования	Специалитет	Специальность	Прикладная геология

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<i>1. Характеристика объекта исследования и области его применения</i>	<i>Объектом исследования являлись результаты анализов кернового материала, геофизических и гидродинамических исследований</i>
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<i>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</i>	<i>1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства при исследовании кернового материала и геофизических данных; 1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</i>
<i>2. Производственная безопасность:</i>	<i>2.1 Анализ выявленных вредных факторов при исследовании кернового материала и геофизических данных. 2.2 Анализ выявленных опасных факторов при исследовании кернового материала и геофизических данных.</i>
<i>3. Экологическая безопасность:</i>	<i>3.1 Анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); 3.2 Анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); 3.3 Анализ воздействия объекта на литосферу (отходы).</i>
<i>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</i>	<i>4.1 Анализ возможных ЧС при исследовании кернового материала, результатов геофизических и гидродинамических исследований; 4.2 Описание наиболее типичной ЧС и разработка превентивных мер по предупреждению ЧС.</i>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
---	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ООД	Гуляев Милий Всеволодович			20.02.2020 г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
215Б	Наджарян Мясник Араевич		20.02.2020 г.

РЕФЕРАТ

Ключевые слова: Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция, Васюганская нефтегазоносная область, Майское месторождение, юрские образования, изучение керна, анализ каротажных данных.

Целью работы является анализ геологического строения Майского нефтяного месторождения и определение условий формирования продуктивных отложений.

Объектом исследования была выбрана подугольная толща Майского нефтяного месторождения.

В задачи исследования входили:

- детальное изучение геологического строения месторождения на основе имеющихся фондовых материалов;
- установление характера распространения пород различного литологического состава.

Актуальность работы обусловлена тем, что отложения юго-востока Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции отличаются литологическим разнообразием, изменчивостью во времени и пространстве, невыдержанностью геологического разреза. Месторождения многопластовые, имеют сложное геологическое строение. Одним из основных методов поиска сложно построенных месторождений и неантиклинальных ловушек является литолого-фациальный анализ.

В ходе исследования были рассмотрены особенности геологического строения мезозойского комплекса Майского месторождения; изучены литолого-фациальные предпосылки формирования отложений васюганской свиты; выполнен анализ исследований керна материала; изучены геофизические характеристики продуктивной толщи; выполнен расчет сметы на проведение научных исследований керна материала; определены негативные воздействия при проведении анализа исследований керна материала Майского нефтяного месторождения.

Область применения: месторождения Западной Сибири, на которых промышленно продуктивными являются отложения юрского возраста.

Степень внедрения: данная методика может быть предложена для использования при разработке трудноизвлекаемых запасов углеводородов, приуроченных к мезозойским и палеозойским образованиям, при выборе метода интенсификации и повышения добычи полезных ископаемых.

ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

ТПП – территориально производственное подразделение

а.о. – абсолютная отметка;

ВНК – водонефтяной контакт;

МОВ – метод отраженных волн

МОГТ – метод общей глубинной точки;

ЧНЗ – чисто нефтяная зона;

ВНЗ – водонефтяная зона;

КИН – коэффициент извлечения нефти;

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства;

ГИС – геофизические исследования скважин;

ГРП – гидроразрыв пласта;

ПГИ – промыслово-геофизические исследования;

Оглавление	
Реферат.....	9
Обозначения и сокращения.....	11
Введение.....	13
1. Общая часть	16
1.1 Географо-экономическая характеристика района работ.....	16
1.2 Геолого-геофизическая изученность.....	19
2. Геологическая часть	22
2.1 Стратиграфия.....	22
2.2 Тектоника.....	26
2.3 Нефтегазоносность.....	32
2.3.1 Запасы углеводородов.....	41
2.4 Гидрогеологическая характеристика.....	43
2.4 Гидрогеологическая характеристика.....	44
3. Специальная часть	45
3.1 Методика и результаты исследований.....	45
3.1.1 Основные принципы и методы корреляции терригенных разрезов скважины.....	45
3.1.2 Основные приемы литолого-фациального анализа.....	48
3.1.3 Применение биофациального анализа.....	51
3.1.4 Основные принципы установления седиментологических и электрометрических моделей фаций.....	52
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и	
Ресурсосбережение	62
5. Социальная ответственность	71
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	71
5.1.1 Вредные производственные факторы.....	71
5.1.2 Опасные производственные факторы.....	74
5.2 Экологическая безопасность.....	76
5.2.1 Атмосферный воздух.....	76
5.2.2 Водные объекты и гидробионты.....	77
5.2.3 Почвенный и растительный покров.....	78
5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	80
5.3.1 Мероприятия по предупреждению аварийных ситуаций.....	80
5.3.2 Предотвращение аварийного разлива нефти.....	83
Заключение.....	85
Список литературы.....	87

Введение

В связи с истощением основных запасов углеводородов на крупных месторождениях Западной Сибири остро стоит задача поиска, разведки и вовлечения в разработку ловушек неантиклинального типа, характеризующихся сложным строением и неоднородными фильтрационно-емкостными свойствами.

Одним из наиболее привлекательных с этой точки зрения объектов являются месторождения, расположенные в Нюрольской мегавпадине.

Целью настоящей работы является анализ геологического строения Майского нефтяного месторождения и определение условий формирования продуктивных отложений подугольной толщи, ставшей объектом исследования настоящей выпускной квалификационной работы.

В задачи исследования входили:

- детальное изучение геологического строения месторождения на основе имеющихся фондовых материалов;
- установление характера распространения пород различного литологического состава с определением условий их формирования.

Актуальность работы обусловлена тем, что отложения юго-востока Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции отличаются литологическим разнообразием, изменчивостью во времени и пространстве, невыдержанностью геологического разреза.

Месторождения многопластовые, имеют сложное геологическое строение. Одним из основных методов поиска сложно построенных месторождений и неантиклинальных ловушек является литолого-фациальный анализ.

В ходе исследования были рассмотрены особенности геологического строения мезозойского комплекса Майского месторождения; изучены литолого-фациальные условия образования отложений васюганской свиты; выполнен анализ исследований кернового материала; изучены геофизические характеристики продуктивной толщи; выполнен расчет сметы на проведение

научных исследований кернового материала; определены негативные воздействия при проведении анализа исследований кернового материала Майского нефтяного месторождения.

1 Общая часть

1.1 Географо-экономическая характеристика

Майское нефтяное месторождение географически расположено в юго-восточной части Западно-Сибирской низменности, в Обь-Иртышском междуречье, в бассейне реки Васюган – левого притока Оби. Территория района месторождения представляет собой слабо расчленённую равнину с широкими заболоченными водоразделами и долинами рек.

Абсолютные отметки рельефа колеблются в пределах от +120 м до +135 м. Заболоченность местности составляет 50 – 60% территории. Основной водной артерией в районе проектируемых работ является река Васюган, протекающая в непосредственной близости от площади работ в 2–3 км. Климат района континентальный. Среднегодовая температура составляет +3°C.

Промерзаемость грунта на открытых участках составляет 1–1,5 м, на залесенных участках составляет 0,3–0,4 м, промерзаемость болот не превышает 0,4 м. Многолетнемерзлых пород по данным бурения не установлено. Среднегодовое количество осадков составляет 400–500 мм, максимум отмечается в июле-августе и декабре-январе. Снежный покров устанавливается во второй половине октября и сохраняется до начала мая. Его высота составляет от 0,4–0,5 м на открытых участках, до 2 м на залесенных. Реки вскрываются преимущественно в начале мая, ледостав начинается в ноябре, болота обычно промерзают к началу января.

В административном отношении Майское нефтяное месторождение находится в южной части Каргасокского района Томской области, в пределах лицензионного участка 70. Расстояния до ближайших городов области следующие: до Кедрового, где находится ближайший аэропорт областного значения – 125 км, до Томска – 470 км (ближайшая железнодорожная станция и речной порт). Ближайший населенный пункт – п. Майск, который расположен в 25 км по зимней дороге.

Магистральных путей сообщения вблизи района проектируемых работ нет. Доставка бурового оборудования и материалов осуществляется по «зимнику». Вахты на буровую доставляются из г. Кедрового на вертолетах.

Для питьевого водоснабжения пригодны воды новомихайловской свиты верхнепалеогенового возраста, для технических нужд и эксплуатационного бурения можно использовать подземные воды чеганской свиты нижнего олигоцена.

Майское месторождение в промышленно-экономическом отношении находится в Средневасюганском нефтегазоносном районе, который находится в Васюганской нефтегазоносной области. Ближайшие разрабатываемые нефтяные месторождения: Нижнее-Табаганское, Калиновое, Урманское, Северо-Останинское и др. В 12 км к югу от месторождения проходит нефтепровод «Игольское-Герасимовское-Лугинецкое-с. Парабель» (рис. 1.1).

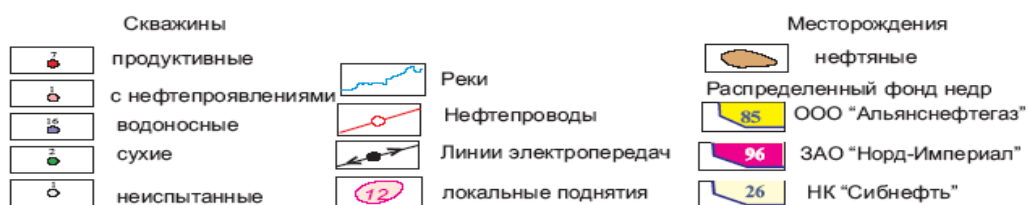
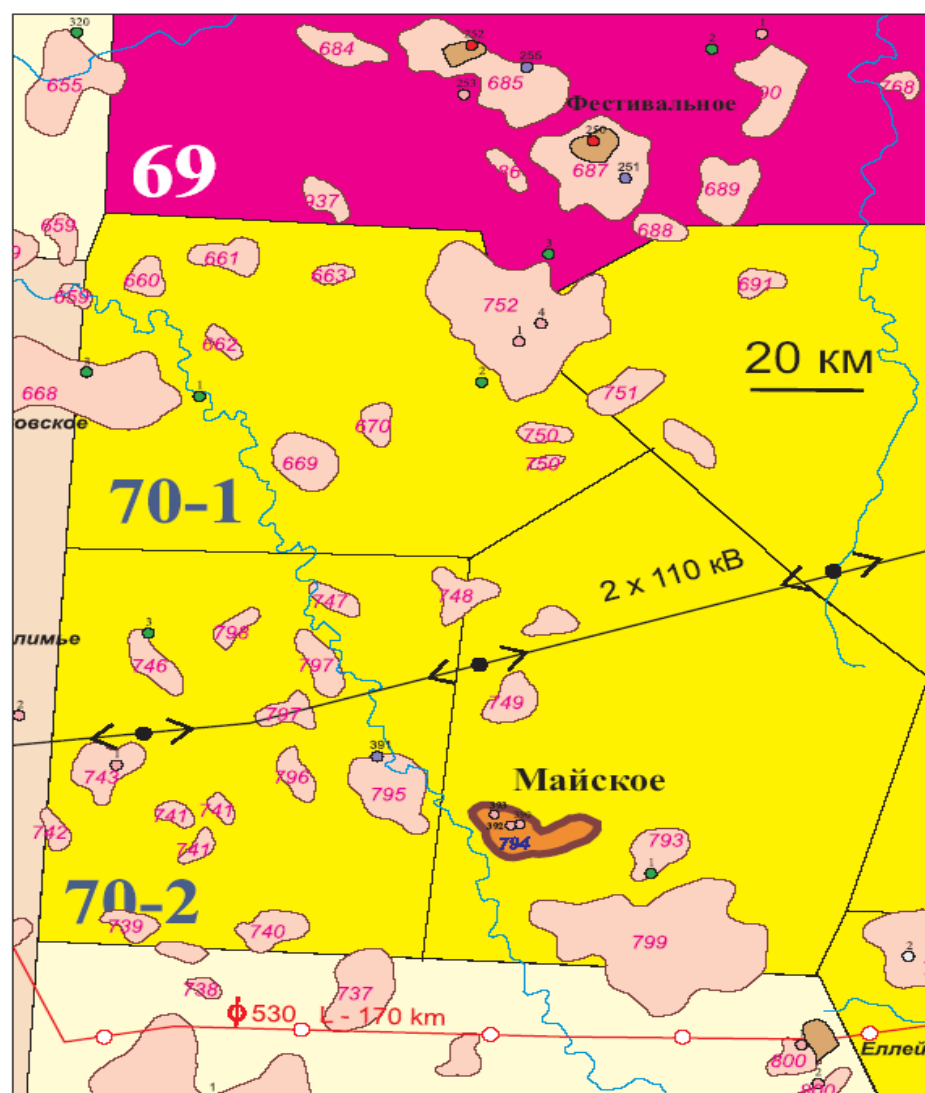


Рисунок 1.1 - Обзорная карта района

1.2 Геолого-геофизическая изученность

Майское локальное поднятие расположено в Пудинском нефтегазоносном районе Васюганской нефтегазоносной области. В тектоническом плане оно приурочено к северной периклинали Лавровского наклонного вала.

История геологоразведочных работ, исключая предшествующие исследования рекогносцировочно-региональной стадии, на рассматриваемой площади насчитывает около 37 лет (таблица 1.1). Локальное поднятие было выявлено и подготовлено к глубокому бурению в 1970 г. сейсморазведочными работами МОВ масштаба 1:100000 (с/п 24/69-70, Дугова А.Ф., СОКГЭ).

Поисковые работы в пределах Майской площади были начаты в 1971 г. бурением скважины 390, расположенной на южном крыле Майского локального поднятия, по результатам испытания скважины была открыта залежь нефти непрямоугольного значения в горизонте Ю I (келловей-оксфорд).

В 1976-77 гг. в районе Майского поднятия были проведены сейсмические исследования МОГТ, КМПВ (с/п 7,4/76-77, Карапузов Н.И., ТГТ) масштаба 1:100000, в результате которых были более детально изучены нижние комплексы платформенного чехла и отложений второго структурного яруса.

В 1978-79 гг. после проведения дополнительных работ МОГТ масштаба 1:100000 (с/п 4,5,7/78-79, Берлин Г.И., ТГТ) было уточнено глубинное геологическое строение Майского поднятия, выполнены новые структурные построения по отражающим горизонтам Па (подошва баженовской свиты) и Φ_2 (кровля доюрских образований). По новому структурному плану Майская площадь включает в себя три локальных поднятия: Северо-Майское, Майское и Южно-Майское.

В пределах Южно-Майского локального поднятия в период 1979-1980 гг. в 10 км на юго-восток от скважины 390 была пробурена параметрическая скважина 1. Вскрытый комплекс палеозойских, юрских и меловых отложений в нефтегазоносном отношении интереса не представляют.

В 2004-2005 гг. по заказу недропользователя ООО «Альянснефтегаз» были проведены площадные сейсморазведочные работы МОГТ 2D масштаба 1:50000 на лицензионных участках № 70, 86 (с/п 6/04-05, Забуга Т.В., ЗАО «ТГТ»), позволившие уточнить строение Майской площади. В 2005 г. на Майском локальном поднятии было возобновлено глубокое бурение. В районе ранее пробуренной поисковой скважины 390 была пробурена оценочная скважина 392.

По результатам испытания были установлены нефтяные залежи в пласте

Ю₁₄₋₁₅ (тюменская свита) и пласте Ю₁³⁻⁴ (васюганская свита).

Таблица 1.1 - Геолого-геофизическая изученность района работ

Виды работ, масштаб	Организация, проводившая работы	Основные результаты работ
1	2	3
Исследования рекогносцировочно- региональной стадии	Разные, 50е – 70е гг.	Определена общая морфология Лавровского наклонного вала и прилегающих районов Нюрольской впадины.
Поисковые работы МОВ, 1:100000	с/п 24/69-70, Дугова А.Ф., СОКГЭ, 1970 г.	На северной периклинали Лавровского вала выявлено и подготовлено к глубокому бурению Майское локальное поднятие.
Бурение поисковой скважины 390	Томское территориальное геологическое управление, Западная НГРЭ, 1971 г.	Установлена нефтеносность Майской площади. Нефтенасыщен горизонт Ю ₁ . Ввиду получения непромышленного притока нефти скважина ликвидирована.
Площадные работы МОГТ, КМПВ	с/п 4, 7/76-77, Карапузов Н.И., ТГТ, 1976	В районе Майского поднятия детально изучены нижние комплексы

1:100000	– 1977 гг.	платформенного чехла и отложений второго структурного яруса.
Площадные работы МОГТ, 1:100000	с/п 4,5,7/78-79, Берлин Г.И., ТГТ, 1978 – 1979 гг.	Уточнено строение Майского поднятия, проведены новые структурные построения по основным отражающим горизонтам Па (подошва баженовской свиты) и Φ_2 (кровля доюрских образований).
Бурение параметрической скважины 1.	Томское территориальное геологическое управление, Западная НГРЭ, 1979 – 1980 гг.	Признаков нефтегазоносности в отложениях всего вскрытого комплекса пород Южно-Майского локального поднятия не выявлено. Скважина ликвидирована.
Площадные работы МОГТ, 1:50000	с/п 6/04-05, Забуга Т.В., с/п 6/05-06, Харитоненко В.П., ЗАО «ТГТ», 2004-2006 г.г.	Уточнено строение Майского локального поднятия. Построены структурные карты по основным отражающим горизонтам.
Бурение поисковых разведочных скважин 392, 393, 394	ЗАО «Нефтепромбурсервис», 2004 – 2006 гг.	Изучен геологический разрез осадочного чехла. Установлена нефтенасыщенность пластов Ю_1^{3-4} и Ю_{14-15} .
Полевая сейсмическая съемка МОГТ 3D, 1:50000	ОАО «Самаранефтегеофизика», с/п 4/2006-2008 гг.	Уточнено строение Майского месторождения, построены карты изохрон, структурные карты по отражающим горизонтам Φ_2 , Па, U_{16} , U_{14} , Ia, Y_6 , Ib, U_1^3 , U_1^2 , В, Пб, карты сейсмофаций по типам волновой картины для пластов Ю_1^{3-4} , Ю_{14} и B_{10}
Интерпретация сейсмических данных.	SIS Schlumberger, 2009 г.	Уточнение интерпретации сейсморазведочного материала

На основе структурных построений, выполненных по результатам проведенных работ, в 2005 г., был впервые выполнен подсчет запасов Майского месторождения.

В 2005-2006 гг. на месторождении были проведены дополнительные сейсморазведочные работы МОГТ 2D масштаба 1:50000 (с/п 6/05-06, Харитоненко В.П., ЗАО «ТГТ»), а также пробурены оценочные скважины 393 и 394 в куполе (северо-западная часть) Майского локального поднятия. Работы, выполненные в период 2005-2006 гг., позволили уточнить структурные планы продуктивных пластов месторождения, а также, за счет дополнительных данных, полученных в результате исследования керна и геофизических исследований, вновь пробуренных скважин, провести переинтерпретацию ГИС по скважине 392 и в целом повысить достоверность определения петрофизических параметров коллекторов месторождения. Кроме того, полученные данные позволили пересчитать запасы нефти по категории C_2 пласта Ю₁₄₋₁₅.

В 2008 г. были проведены работы по обработке и интерпретации сейсморазведочных материалов 3D съемки. Полевая сейсмическая съемка МОГТ 3D проведена сейсморазведочной партией 4/2006-2008 гг. ОАО «Самаранефтегеофизика» в зимние полевые периоды 2006-2007 гг. и 2007-2008 гг. Общая площадь съемки составила 130 км², площадь полнократного прослеживания (номинальная кратность – 30) – 88 км². Проведенные исследования позволили уточнить геологическое строение Майского месторождения, детально изучить строения верхней части палеозойских образований, юрских и нижнемеловых отложений. По результатам работ построены карты изохрон и структурные карты по отражающим горизонтам Φ_2 , Па, U₁₆, U₁₄, Ia, Y₆, Ib, U₁³, U₁², В, Пб, карты сейсмофаций по типам волновой картины для пластов Ю₁³⁻⁴, Ю₁₄ и Б₁₀ в масштабе 1:50 000.

В 2009 г. в рамках договора № Ang-DCS-0309-01 компанией SIS Schlumberger были проведены работы по уточнению интерпретации сейсморазведочного материала, полученного в зимние полевые периоды 2006-2007 гг. и 2007-2008 гг. по результатам эксплуатационного и разведочного бурения.

2. Геологическая часть

2.1 Стратиграфия

Геологический разрез Майского нефтяного месторождения представлен отложениями палеозойского фундамента и перекрывающими их со стратиграфическим несогласием отложениями мезозойско-кайнозойского платформенного чехла. Литологическое описание разреза выполнено по результатам бурения скважин 390, 392, 393, 394 и других скважин на Майском месторождении. Ниже приводится краткая стратиграфическая характеристика отложений, вскрытых в пределах месторождения (снизу вверх).

Палеозойская эратема (PZ)

Фундамент представлен комплексом переслаивания карбонатных и глинисто-сланцевых пород и по возрасту охватывает временной интервал от раннего девона до раннего карбона. Возраст пород фундамента достоверно (палеонтологически) доказан в разрезе скважины 392, где установлены остатки мелководной фауны (остракоды, строматопораты). Как по остракодам, так и по строматопоратам, встреченным в керне этой скважины, определяются низы девона, лохковский ярус. Глубины (абсолютные) залегания кровли палеозойских отложений колеблются от -2869,8 м до -2917 м.

Мезозойская эратема (MZ)

Мезозойско-кайнозойский осадочный комплекс представлен отложениями юрской, меловой, палеогеновой и четвертичной систем.

Юрская система (J)

В разрезе юрской системы, с которым связана нефтеносность месторождения, принимают участие тюменская, васюганская, георгиевская и баженовская свиты. В настоящее время тюменская свита рядом исследователей разбивается на несколько самостоятельных свит, однако, в

данном отчете автор использует указанную выше классическую стратиграфическую разбивку.

Нижняя-средняя юра

Тюменская свита

Отложения тюменской свиты со стратиграфическим и резким угловым несогласием залегают на палеозойских отложениях или на коре выветривания. Отложения тюменской свиты имеют возраст от нижнеюрского до верхов позднего бата. Свита, в свою очередь, подразделяется на три подсвиты: нижнюю, среднюю и верхнюю.

Нижняя подсвита рассматривается в объеме геттенг-синемюра (по сути дела часть свиты может захватывать верхи триасовых отложений), плинсбаха, тоара, аалена – и до низов байоса, в качестве верхней границы подсвиты обычно рассматривается угольный пласт $У_{10}$, особенно хорошо выраженный на изучаемой территории; средняя подсвита состоит из верхов нижнего и до неполного верхнего байоса; верхняя, в большей своей части, как соответствующая бату, нижняя граница подсвиты приурочена к верхам верхнего байоса, а верхняя – к нижней части верхнего бата. Перекрываются эти отложения васюганской свитой.

Тюменская свита литологически сложена неоднородной песчано-алевролитово-аргиллитовой толщей с прослоями углей и углистых аргиллитов, формировавшимися в континентальном режиме осадконакопления, и, как следствие, характеризуется литологической невыдержанностью, непостоянством толщин выделяемых песчаных пластов, что затрудняет их корреляцию по площади. Толщина тюменской свиты на изученной территории бурением работ в среднем составляет 250-280 м. В низах свиты в сводовой части Майского поднятия выделяются песчаные пласты $Ю_{14}$ и $Ю_{15}$, часто неразделенные. В отдельных скважинах выделен песчаный пласт $Ю_{16}$, однако однозначность индексации этого пласта, на наш взгляд, достаточно условна. Вместе с тем, даже в пределах куба сейсмических данных на склонах Майского поднятия по имеющейся информации происходит резкое

наращивание толщины тюменской свиты за счет ее нижней части и вполне возможно появление пласта Ю₁₆, а может быть и даже пласта Ю₁₇.

Келловей-верхнеюрские отложения

По общепринятой шкале юрской системы верхняя юра расчленена на три яруса и стратиграфически подразделяется на васюганский, георгиевский и баженовский горизонты, представленные одноименными свитами. По особенностям литофациального строения келловей-верхнеюрская толща представлена осадками преимущественно морского генезиса.

Васюганская свита

Верхняя граница свиты определена как верхи верхнего оксфорда, нижняя датируется верхами верхнего бата.

Отложения васюганской свиты по особенностям литологического строения делятся на преимущественно глинистую нижневасюганскую и песчано-глинистую верхневасюганскую подсвиты.

Верхневасюганская подсвита

Верхневасюганская подсвита выделяется в горизонт Ю-I – основной продуктивный горизонт на месторождениях Томской области. С учетом регрессивно-трансгрессивного характера строения отложения данного горизонта, в его составе выделяются три толщи: подугольную (регрессивную), межугольную (континентальную по характеру осадконакопления) и надугольную (трансгрессивную).

Подугольная толща, осадконакопление которой обусловлено регрессией келловей-оксфордского морского бассейна, включает песчаные пласты Ю₁⁴ и Ю₁³, объединенные на месторождении в единый резервуар, с которым связан промышленно нефтегазоносный объект на месторождении. На Майской площади подугольная песчаная пачка составляет 20-25 м и характеризуется высокими аномалиями кривой ПС.

Межугольная толща, характеризующая переходный этап тектонического развития осадочного бассейна от регрессии к трансгрессии (континентальное стояние), ограничена угольным пластом $У_1$. На значительной части территории континентальная толща пород представлена пачкой переслаивающихся аргиллитов, алевролитов и песчаников с большим количеством прослоев углей и углистых аргиллитов. Отложения межугольной пачки на Майской площади присутствуют в небольшом объеме и практически по всей территории полностью заглинизированы.

Надугольная толща, образование которой было связано с начальным этапом трансгрессии, обычно представлена песчаными пластами $Ю_1^2$ и $Ю_1^2$, но на Майском месторождении представлена лишь незначительным по толщине песчаным пластом $Ю_1^2$. Надугольная толща имеет тенденции к увеличению толщины по направлению от присводовой части Майского поднятия. Общая толщина свиты составляет 58-65 м.

Георгиевская свита

Георгиевская свита – отложения самых верхов оксфорда, кимериджа и нижней части волжского яруса, перекрывает васюганскую свиту и сложена аргиллитами с включением глауконита. Толщина свиты 2-7 м.

Баженовская свита

Свита трансгрессивно, с несогласием залегает на отложениях верхневасюганской подсвиты или согласно перекрывает аргиллиты георгиевской свиты. Нижняя граница свиты проведена в нижней части волжского яруса, верхняя – в низах нижнего берриаса. Баженовская свита представлена глубоководно-морскими аргиллитами чёрного с буроватым оттенком цвета, битуминозными, плитчатыми, иногда карбонатизированными, с включениями пирита и обломками раковин белемнитов, брахиопод, пелеципод плохой сохранности. Благодаря своему повсеместному распространению на территории Томской области и низким фильтрационным свойствам, баженовская свита, совместно с глинистой

толщей вышележающей куломзинской свиты, служит покрывкой для залежей нефти и газа в пластах горизонта Ю-І. К подошве свиты приурочен основной отражающий сейсмический горизонт Іа. Общая толщина свиты составляет 21-27 м.

Меловая система (К)

Меловая система представлена всеми своими отделами и ярусами. В ее объеме выделяется девять свит – снизу вверх: куломзинская, тарская, киялинская, алымская, покурская, кузнецовская, ипатовская, славгородская и ганькинская.

В составе нижнемеловых отложений выделяются снизу вверх по разрезу: куломзинская, тарская, киялинская, алымская и нижняя часть покурской свиты.

Нижний отдел (К1)

Куломзинская свита

Согласно перекрывает верхнеюрские отложения, представлена темно-серыми слоистыми аргиллитами с прослоями алевролитов и песчаников.

На рассматриваемой территории в нижней части разреза обособляются песчаники серые, светло-серые, как правило, мелкозернистые, часто с высоким содержанием алевроитовой фракции, местами известковистые, преимущественно линзообразной формы. Эта часть разреза выделена в самостоятельную пачку, получившую название ачимовской. Относящиеся к ней песчаные пласты, в силу клиноформного характера строения данной толщи, проиндексированы как Б₁₆₋₂₀. Толщина свиты составляет 296 – 301 м.

Тарская свита

Свита представлена песчаниками светло-серыми, серыми, иногда зеленовато-серыми, мелко- и среднезернистыми, в отдельных случаях известковыми, плотными, чаще слабо сцементированными глинистым цементом.

В пределах свиты выделяются песчаные пласты $B_{12} - B_8$, наибольший интерес из которых представляет пласт B_{10} . Песчаники чередуются с подчиненными прослоями серых, иногда зеленоватых аргиллитоподобных глин и алевролитов. Толщина свиты составляет 83-88 м.

Киялинская свита

Киялинская свита представлена неравномерно переслаивающейся толщей глин, алевролитов и песчаников. Песчаные пласты относятся к группам Б и А. Их толщины не выдержаны по площади и изменяются в широких пределах. Толщина свиты составляет 533-566 м.

Алымская свита

Отложения киялинской свиты согласно перекрываются морскими отложениями алымской свиты, представленными в нижней части песчаным пластом A_1 , в верхней-аргиллитоподобными глинами кошайской пачки.

Песчаники серые, светло-серые, мелко-среднезернистые, различной крепости. Глины темно-серые, плотные, с остатками фораминифер, иногда плитчатые, участками алевроитистые с горизонтальной и косой слоистостью. Толщина свиты 46 – 64 м.

Нижний-верхний отдел (K1-2)

Покурская свита

Покурская свита, сложенная переслаивающейся толщей глин, алевролитов, песчаников, является наиболее мощной в меловой системе. Песчаные пласты относятся к группе ПК ($ПК_1 - ПК_{20}$). В разрезе разведочных скважин по данным ГИС прослеживаются все пласты группы, толщина которых меняется от 2 м до 52 м. Общая толщина пород покурской свиты достигает 945 м.

Верхний отдел (K2)

Кузнецовская свита

Кузнецовская свита формировалась уже в условиях морского бассейна и сложена глинами с остатками морской фауны и включениями пирита. Толщина свиты составляет 25 м.

Ипатовская свита

Ипатовская свита представлена песчано-алевролитовой толщей с подчинёнными прослоями глин. В переслаивающейся толще иногда встречаются глауконитовые песчаники и включения пирита. Толщина свиты составляет 91 м.

Славгородская свита

Славгородская свита сложена глинами с редкими прослойками песчаников и алевролитов. Толщина свиты составляет 49 м.

Ганькинская свита

Ганькинская свита завершает разрез меловой системы. Она также сложена глинистыми породами с тонкими прослойками песков и алевритов. Толщина свиты составляет 146 м.

Кайнозойская эратема (Kz)

Палеогеновая система (P)

Вышезалегающие палеогеновые отложения представлены морскими, преимущественно глинистыми отложениями талицкой (палеоцен), люлинворской (эоцен), чеганской (верхний эоцен – нижний олигоцен) свит и континентальными отложениями некрасовской серии (средний + верхний олигоцен).

Четвертичные отложения

Четвертичные отложения представлены толщей переслаивающихся супесей, суглинков, песков и глин, перекрытых почвенно-растительным слоем. Общая толщина отложений достигает 20-30 м.



2.2 Тектоника

Фундамент Западно-Сибирской плиты (ЗСП) представляет гетерогенное складчато-глыбовое сооружение, отдельные части которого представлены структурами, сформировавшимися в завершающие фазы байкальского, салаирского, каледонского и герцинского циклов тектогенеза. В пределах ЗСП выделяется несколько крупных разновозрастных блоков.

Лицензионный участок 70 расположен в южной части Центральной Западносибирской складчатой системы, время консолидации определяется как герцинское, что подтверждается возрастом пород и их составом. В плане Центрально-Западносибирская складчатая система представляет собой ряд субпараллельных антиклинорных зон, разделённых межгорными прогибами и внутренними впадинами. Эта складчатая система герцинид заложилась в девоне и развивалась по инверсионной схеме.

Кроме герцинских структурно-формационных зон в фундаменте Центрально-Западносибирской складчатой системы выделяется ряд срединных массивов и небольших блоков более древних складчатых систем. Наиболее крупным из срединных массивов является Межовский. Срединный массив состоит из основания с байкальским возрастом складчатости и перекрывающих его осадочных формаций нижнего и среднего палеозоя. Системой разломов массив разбит на ряд блоков, которые испытали разноамплитудные вертикальные перемещения. Наибольшее вертикальное смещение произошло вдоль Фестивального глубинного разлома, где на доюрскую поверхность выведены формации основания массива с серпентинизированными телами ультрабазитов.

Чехол образует палеозойскую впадину, формационный ряд, которой идентичен силур-девонским отложениям. Осадочные отложения, слагающие покров Нюрольского погруженного блока, вскрыты многими скважинами на Водораздельной, Елей-Игайской, Майской и других площадях. Среди карбонатов здесь развиты в подчинённых количествах основные эффузивы.

Лицензионный участок 70 согласно «Тектонической карте фундамента ЗСП» (ред. Сурков В. С., 1981 г., расположен в пределах Нюрольского опущенного блока Межовского срединного массива, в западной части проходит Колтогорско-Уренгойский грабен-рифт.

Данные структурные зоны представляют собой расщелины на всю мощность земной коры заполненные базитами, и только их верхняя часть сложена вулканогенно-осадочными и осадочными образованиями

В изучаемом районе, области байкальской складчатости переработаны герцинским тектогенезом.

Структурно-формационные зоны фундамента в результате унаследованных движений в течение мезозоя и кайнозоя создавали конседиментационные структуры в платформенном мезокайнозойском чехле, в котором сформировались зоны поднятий и зоны прогибов.

Согласно «Тектонической карте мезозойско-кайнозойского чехла Томской области» (ред. Старосельцев В.С, 1995 г. (рис. 2.2) район лицензионного участка № 70 приурочен к Нюрольской впадине, осложненной структурами II порядка, северо-западная часть охватывает Кулан-Игольскую, восточная – Тамратскую котловины. В юго-восточной части район приурочен к северо-западной периклинали Лавровского наклонного вала.

Дизъюнктивные нарушения играют существенную роль в формировании тектонического облика района и, соответственно, в формировании залежей углеводородов. В районе лицензионных участков можно выделить, как и на всей территории ЗСП, в региональном плане две основные системы нарушений: северо-западного и северо-восточного простирания. Кроме того, выделяется много мелких разно-ориентированных нарушений, часть из которых проникает в чехол. Эти нарушения осложняют структурные формы, формируют их мелкоблочное строение и создают условия для образования ловушек неантиклинального типа.

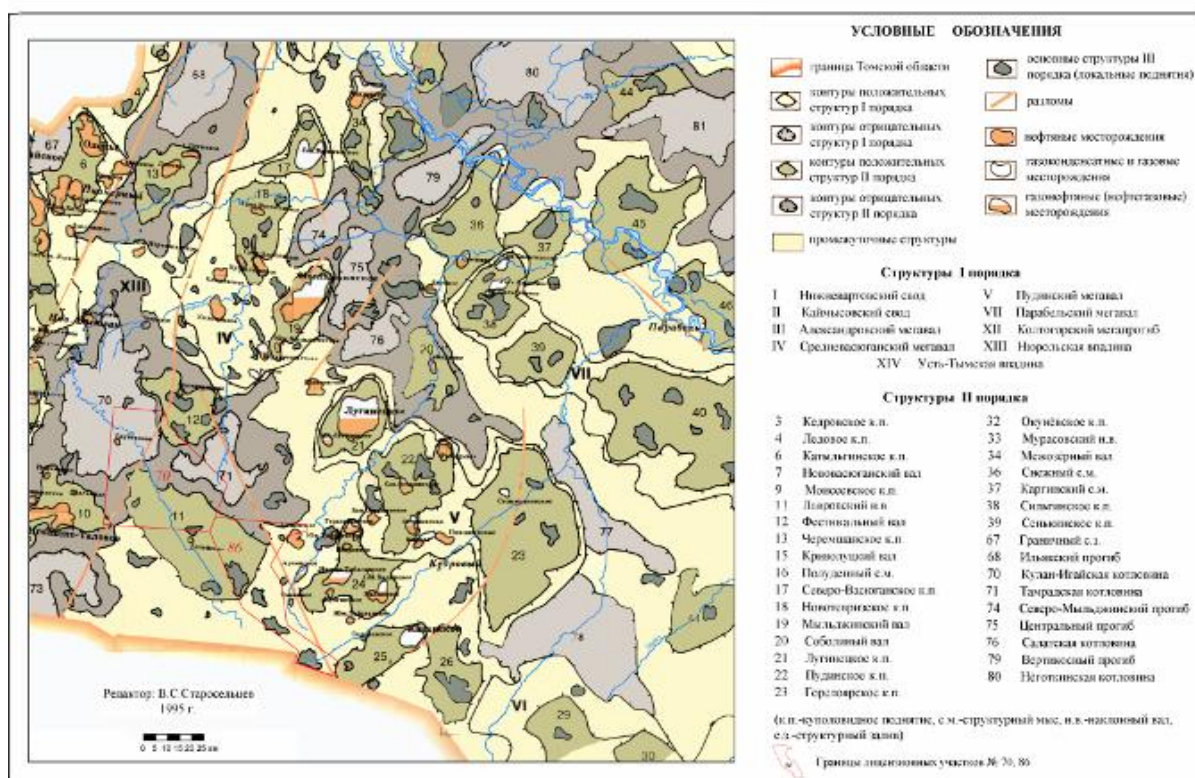


Рисунок 2.2 - Фрагмент тектонической карты мезозойско-кайнозойского чехла Томской области

2.3 Нефтегазоносность

Поисковые работы в пределах Майского месторождения были начаты в 1971 г. бурением скважины 390.

Промышленная нефтеносность на Майском месторождении связана с песчаным пластом Ю₁³⁻⁴ горизонта Ю₁ васюганской свиты и пластом Ю₁₄₋₁₅ тюменской свиты.

Такие основные параметры продуктивных пластов, как стратиграфические границы кровли и подошвы коллектора, характеристики фильтрационной и литологической неоднородности разреза, а также интервалы опробования пластов в скважинах представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 - Характеристика толщин продуктивных пластов (объект Ю₁³⁻⁴)

Толщина	Наименование	Зоны пластов Ю ₁ ³⁻⁴		
		Нефтяная	Водо-нефтяная	По пласту в целом

Общая	Средняя, м	18,8	21,5	25,3
	Коэффициент вариации, д. е.	0,1	0,2	0,22
	Интервал изменения, м	17,2-23,8	17,2-29	17,2-29
Эффективная	Средняя, м	15,4	16,3	16,4
	Коэффициент вариации, д. е.	0,1	0,17	0,12
	Интервал изменения, м	12,9-18	11,3-26,6	11,3-27,5
Нефтенасыщенная	Средняя, м	15,4	9,2	10,6
	Коэффициент вариации, д. е.	0,1	0,46	0,4
	Интервал изменения, м	12,9-18	0-17,2	0-18
Водонасыщенная	Средняя, м	-	7,1	12,2
	Коэффициент вариации, д. е.		0,8	0,55
	Интервал изменения, м		0-26,6	0-26,6

Формирование пласта Ю₁₄₋₁₅ происходило в континентальной обстановке осадконакопления. Это следует как из общепринятых для рассматриваемой территории представлений о характере осадконакопления верхнетоярских осадков. Из описания керна в скважинах 392Р и 393Р, где песчаная толща имеет градиационное строение, характерное для многоярусных (разветвлённых) речных систем, по разрезу отмечаются прослои углей и галечных горизонтов (интервал глубин 3009 - 3018 м в скважине 392Р), крупные фрагменты растительных остатков, косая, линзовидная слоистость, площадная выдержанность песчаной толщи в пределах Майского поднятия и сопредельных площадей.

По особенностям литологического состава пласт Ю₁₄₋₁₅ представлен переслаиванием песчаников светло-серых, мелкозернистых, средне и крепкоцементированных, однородных, иногда карбонатизированных, с косой и волнистой слоистостью. Отмечаются включения слюды, пирита, растительных остатков.

Согласно лабораторным исследованиям керна, пористость песчаников меняется в пределах 0,09 - 0,17 д. ед., проницаемость в пределах 0,2 - 20 мД. Прогнозную геологическую модель пласта Ю₁₄₋₁₅ можно описать исходя из седиментационной модели рек разветвлённого типа и прогнозируемого направления потока.

Как следует из модели осадконакопления, реки разветвлённого типа характерны для предгорных ландшафтов, и их отложения свойственны низам платформенного чехла. Основную роль в процессах распределения осадочного материала разветвлённых рек играют останцовые формы рельефа. Тяготеющие к пониженным участкам останцового рельефа, эти реки характеризуются высокой латеральной миграцией речного русла. Это способствует хаотичному распределению фильтрационно-емкостных свойств песчаника в объёме коллектора и более значительной латеральной выдержанности ФЕС по направлению течения реки.

Распределение останцовых возвышенностей на момент формирования пласта Ю₁₄₋₁₅ можно реконструировать по характеру пространственного развития нижнетогурских глин тогурской свиты, залегающих в подошве рассматриваемых пластов.

Песчаные пласты Ю₁³⁻⁴ различной толщины развиты во всех скважинах (рис.2.3). Абсолютные отметки пласта -2525,89-2592,03 м. Толщины пласта, в пределах залежи, варьируют от 19,6 м (скв. 393) до 30,63 м (скв. 215), эффективные нефтенасыщенные толщины изменяются в диапазоне от 18,1 м (скв. 396) до 9 м (скв. 568).

Продуктивные пласты Ю₁³ и Ю₁⁴ формировались в период келловей-оксфордской регрессии морского бассейна Западной Сибири. Большой объём поступающего терригенного материала и малые углы наклона морского дна, способствовали формированию значительной по ширине полосы прибрежно-морских песчаников. Последовательное развитие регрессии в позднем келловее и раннем оксфорде, отразилось в совместном присутствии пластов Ю₁³ и Ю₁⁴ в разрезах подугольной толщи Майской площади.

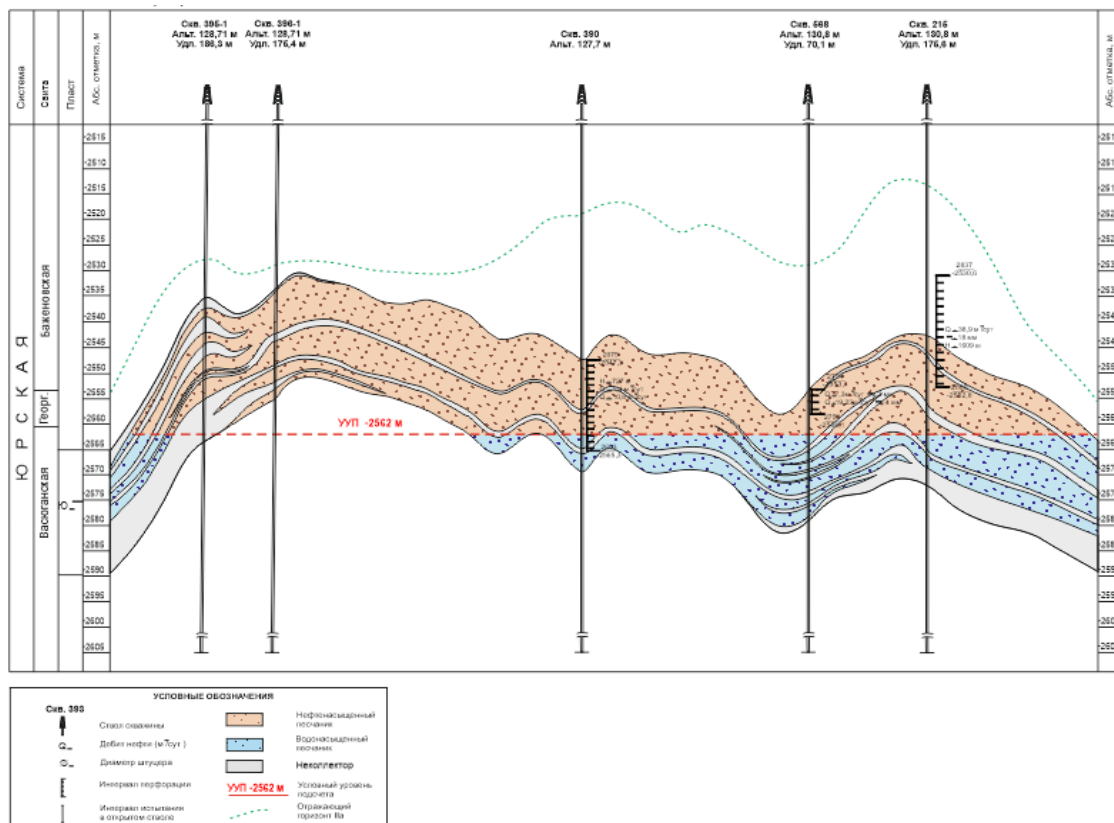


Рисунок 2.3 - Геологический разрез Майской площади по линии скважин 306-1 - 326-1 - 390 – 588 - 216

Особенности осадконакопления песчаников регрессирующего моря отразились и на характере распределении фильтрационно-емкостных свойств пласта Ю₁³⁻⁴ по разрезу. Так, в соответствии с седиментационной моделью, накопление песчаников происходило в различных гидродинамических обстановках. В результате регрессии моря песчаные отложения переходной и предфронтальной зон (пласт Ю₁⁴) перекрывались песчаниками пляжа (пласт Ю₁³) вверх по разрезу.

В переходной и предфронтальной пляжевой зонах, где аэрация песчаников была затруднена, преобладала восстановительная обстановка. Это способствовало проявлению процессов седиритизации, что характерно для подошвенной части пласта Ю₁³⁻⁴ и отражается в послойной седиритизации песчаников разного масштаба.

В зонах нижнего и верхнего пляжа, с высокой степенью аэрации песчаных отложений, о чём свидетельствует присутствие в керне следов

илоедов в кровельной части пласта Ю₁³⁻⁴, преобладала окислительная обстановка.

Процессы сидеритизации повлияли на первичные коллекторские свойства пласта и характер его насыщения.

Так, распределение проницаемости от пористости для пласта Ю₁³⁻⁴ на графике массивов значений, в целом, свидетельствует о наличие двух зависимостей. Анализ распределения образцов по разрезу показал, что при равных значениях пористости проницаемость образцов песчаника из подошвенной части пласта значительно ниже образцов его кровельной части.

Наблюдаемые различия можно связать с особенностями проявления сидеритизации в поровом пространстве. Более обширно эти процессы проявились в поровых каналах, соединяющих отдельные поры, уменьшили их радиус и снизили проницаемость песчаников. Отражены результаты капиллярных исследований керна, из которых следует, что средний радиус пор песчаников кровельной части пласта составляет 8 мкм, а для подошвенной части этот параметр составляет 2 - 4 мкм.

Испытания пласта проводились в скважинах 390, 392, 393 и 394. В скважине 390 пласт испытан в интервале 2675-2693 м (а.о. -2547,3-2565,3 м). Перфорацией вскрыта нефтенасыщенная и водонасыщенная части пласта. В результате испытания дебит нефти составил 1,4 м³/сут., дебит пластовой воды 10,8 м³/сут. на среднем динамическом уровне 727 м.

В скважине 392 испытана только верхняя часть пласта Ю₁³⁻⁴. Из интервалов перфорации 2665,5-2666,1 м (а. о. -2536,9-2537,5 м), 2667,9-2670,3 м (а. о. -2639,3-2541,7 м), 2671,3-2673,1 м (а.о. -2542,7-2544,5 м) получен приток нефти дебитом 3,2 м³/сут. при депрессии 156,8 атм.

В скважине 393 испытание проводилось только в открытом стволе в интервале 2655,7-2665 м (а.о. -2535,2-2534,5 м). Получен приток разгазированной нефти дебитом 72 м³/сут.

В скважине 394 пласт Ю₁³⁻⁴ вскрыт перфорацией в интервале 2794-3099 м (а.о. -2537,5-2546,8 м). В результате испытания дебит безводной нефти при

свободном фонтанировании на штуцере 8 мм составил 77,6 и 197,5-203,9 м³/сут. при работе скважины с помощью ЭЦН на штуцере 14 мм.

Скважина 215 вскрыла пласт Ю₁³⁻⁴ в интервале перфорации 2837-2860 м (а.о. -2530,6-2552,8 м). Объект нефтенасыщенный, по результатам испытаний дебит нефти на штуцере 18 мм составил 38,9 м³/сут.

В скважине 568 испытания пласта Ю₁³⁻⁴ проведены в интервале 2754-2759 м (а.о. -2553,1-2558,1 м). В результате испытаний на штуцерах 2 и 4 мм получен дебит нефти 7,3 м³/сут и 19,23 м³/сут.

Скважины 215 и 568, пробуренные в 2009 г. позволили уточнить границы категории С₁ и перевести часть запасов из категории С₂ в С₁.

За 2007-2009 гг. на Майском месторождении было пробурено 15 добывающих скважин, по данным скважинам были получены дебиты нефти, которые в свою очередь подтвердили промышленную нефтеносность пласта Ю₁³⁻⁴. Результаты гидродинамических исследований скважин приведены в таблице 2.2. В таблице 2.3 приведены результаты освоения и ввода в эксплуатацию скважин - среднесуточные дебиты по МЭРам за первые 3 месяца эксплуатации.

Таблица 2.2 - Результаты гидродинамических исследований скважин Майского месторождения

№ скв.	Дата исследования	Интервал перфорации, м	Толщина пласта, м	Дебит, м³/сут		Обводненность, %	Рпл/Рзаб, МПа	Коэффициент продуктивности, м³/(сут·МПа)	Гидропроводность, мПа·с	Проницаемость, 10 ⁻³ мкм²	Вид исследования
				нефти	воды						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Пласт Ю ₁ ³⁻⁴											
390	14.09.1972	2675-2693	29,1	1,4	10,8	88,5	27,7/				неустановившийся режим
392	18.09.2005	2665,5-2666,1 2667,9-2670,3 2671,3-2673,1	27,0	3,2			26,7/10,8	0,2			свабирование
393	11.04.2006	2655,7-2665	24,2	72,0			25,5/12,3	5,45	11,14	20,3	неустановившийся режим
394	19.04.2007	2794-3099	23,7	77,6 (ФОН) 203,9 (ЭЦН)			26,5/			16,8	установившийся режим
215	03.09.2009	2837-2860	30,0	38,9							неустановившийся режим
568	04.09.2009	2754-2759	31,0	7,3 (✕ шт. 2 мм) 19,2 (✕ шт. 4 мм)							установившийся режим

Таблица 2.3 - Результаты освоения эксплуатационных скважин

Скв	Дебит жидкости, т/сут		Дебит нефти, т/сут		Дебит воды, т/сут		Дата ввода в эксплуатацию	Интервал перфорации, м глубина абс. отм.
	ФОН	ЭЦН	ФОН	ЭЦН	ФОН	ЭЦН		
395		59,6		57,98	0	1,62	21.09.2007	
396	98,74		95,73		3,01	0	13.09.2007	2836,1-3343,1 2529,6-2543,7
103		183,51		180,1		3,41	15.09.2007	2830,5-3237,7 2544,5-2546,5
102		144,47		122,28		22,19	25.10.2007	2916-3416 2543,9-2550,6
101		124,75		120,64		4,11	16.11.2007	2918,9-3429,1 2543,7-2547,2
204		29,19		29		0,19	14.11.2007	2868-2875 2540,6-2547,6
205		1,06		0,32		0,74	09.08.2008	2705-2713 2540,8-2548,7 2718,5-2720 2554,3-2555,7
104		93,76		91,06		2,7	13.09.2008	
529		15,49		15,38		0,11	27.10.2008	2928-2934 2539,6-2545,6
105		47,88		44,08		3,8	06.12.2008	2938-3448 2540,5-2543,8
109		118,43		116,36		2,07	19.12.2008	2887-3398 2545,9-2548,9
110		65,7		55,98		9,72	13.02.2009	3129-3620 2544-2542,7
106		23,54		19,78		3,76	18.03.2009	3058,7-3367,2 2543,5-2548,7 3084-3116 2543,2-2543,5
108		128,9		114		14,9	22.06.2009	3080-3582,5 2943-3445,5
111		126,78		113		13,78	23.07.2009	3378-3878,5 3241-3741,5

2.3.1 Запасы углеводородов

Оперативный подсчет запасов нефти пласта Ю₁³⁻⁴ проводился объемным методом (протокол №18/1301 ПР от 28.12.07 г.).

Площадь нефтеносности, принятая для категории С₁ составила 10000 тыс. м², для категории С₂ - 2667 тыс. м². Эффективная нефтенасыщенная толщина (С₁/С₂) составила 9,9/3,75 м. Коэффициент нефтенасыщенности был принят 0,5 д.ед. Коэффициент открытой пористости по геофизическим данным – 0,15 д.ед. Пересчетный коэффициент взят 0,84 д.ед. Плотность нефти принята равной 0,843 г/см³. Коэффициент нефтеизвлечения принят на уровне 0,40 д.ед.

Бурение двух разведочных скважин (215 и 568), получение в них геолого-геофизической информации, отбор керна в скважине 568 и получение глубинных проб нефти в скважинах 102 и 205 явилось основанием для пересчета запасов и уточнения геологического строения Майского месторождения.

В связи с понижением условного уровня подсчета, увеличилась площадь нефтеносности: с 10000 тыс. м² для категории запасов С₁ и 2667 тыс. м² для категории запасов С₂ до 19340 тыс. м² в целом по залежи только для категории запасов С₁. Эффективная нефтенасыщенная толщина изменилась с 9,9 м (С₁) и 3,75 (С₂) до 9,93 м (С₁).

По результатам глубинных проб пластовых флюидов в скважинах 102 и 205, изменилась плотность нефти: с 0,843 г/см³ до 0,830 г/см³.

Значение газового фактора увеличилось с 44,5 м³/т до 76,1 м³/т. Газовый фактор принят по результатам глубинных проб нефти скважины 102, расчеты согласуются с показателями газового счетчика, запущенного в сентябре этого года. Объемный коэффициент пластовой нефти остался без изменений и составил 1,19.

Коэффициент открытой пористости остался неизменным – 0,15 д.ед., Коэффициент нефтенасыщенности остался на уровне 0,5 д.ед. Коэффициент нефтеизвлечения остался неизменным, 0,40 д. ед.

Таблица 2.4 - Сводная таблица подсчетных параметров, запасов нефти и растворенного газа

Пласт	УУП, м (а.о.)	Категория запасов	Площадь нефтеносности, тыс. м ²	Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	Объем нефтенасыщенных пород, тыс. м ³	Коэффициенты, доли единиц			Плотность нефти, г/см ³	Начальные балансовые запасы нефти, тыс. т	Коэффициент извлечения нефти, д. ед.	Начальные извлекаемые запасы нефти, тыс. т	Добыча нефти на 01.01.2009, тыс. т.
						открытая пористость	нефтенасыщенность	пересчетный					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Ю ₁ ³⁻⁴	-2562	C ₁	19340	9,93	192000	0,15	0,5	0,840	0,830	10040	0,441	4428	214

2.4 Гидрогеология

Для определения фильтрационных характеристик пластов Ю₁³⁻⁴ и Ю14-16 были первой проведены гидродинамические исследования скважин № 390, 392, 393, 394, 396, 102.

После завершения бурения поисковой скважины №390 Майской площади было проведено испытание четырех объектов в интервалах: интервал 2900 – 3093 м (нижняя часть Тюменской свиты + кровля фундамента), интервал 2726 – 2773 м (верхняя часть Тюменской свиты, пласт Ю2), интервал 2675 – 2693 м (нижняя часть горизонта Ю1), интервал 2655 – 2665 м (верхняя часть горизонта Ю1).

Пластовая вода с небольшим количеством нефти была получена из интервалов пласта Ю₁₃₋₁₄ на глубине 2675– 2693 м.

По результатам исследования были сделаны следующие выводы: интервал 2675-2693 м является нефтеводоносным, причем нефтяные пропластки в верхней части, так как основное количество нефти скапливалось в затрубном пространстве, дебит пластовой минерализованной воды 10,8 м³/сут., нефти 1,4 м³/сут.

В процессе испытания интервала пласта Ю₁₄₋₁₆ на глубине 2900-3093 м получен приток пластовой воды, дебит при средне приведенном динамическом уровне 320 м составил 15,3 м³/сут., при переливе – 2 м³/сут. (при забойном давлении порядка 31,26 МПа). Отсутствие следов нефти объясняется тем, что опробование пласта Ю14-16 проводилось в открытом стволе в интервале 2900 – 3093 м совместно со всеми пластами тюменской свиты начиная от Ю₆ и ниже.

Следовательно, можно предположить, что основной приток жидкости происходил из нижележащих водонасыщенных пластов, чем и объясняется отсутствие признаков нефти по результатам испытаний скважины 390 в этом интервале. По остальным интервалам скважины 390 получен приток пластовой воды без признаков нефти и газа. На основании результатов

испытаний скважины 390 было принято решение об освоении двух объектов:
в интервалах пластов Ю₁³⁻⁴ и Ю₁₄₋₁₆.

3. Специальная часть

3.1 Методика и результаты исследований

3.1.1. Основные принципы и методы корреляции терригенных разрезов скважин

Корреляция (сопоставление) разрезов скважин – один из наиболее важных и ответственных этапов работы геолога. При сопоставлении разрезов прежде всего выделяют опорные или маркирующие горизонты (пласты) то есть пласты, которые среди толщи горных пород однозначно выделяются по литологическим особенностям цвету, составу, присутствию каких-либо включений, прослоев или по комплексу органических остатков и сохраняют свои особенности на значительной площади нефтегазоносного бассейна, что дает возможность пользоваться ими для прослеживания и сопоставления разрезов скважин. Например, в Западной Сибири в качестве регионального реперного горизонта выделяются битуминозные аргиллиты баженовской свиты.

Изучение разрезов скважин с помощью электрического каротажа позволяет выделить так называемые геоэлектрические и георадиоактивные реперы – это максимумы или минимумы на кривых КС, ГК или НГК, прослеживающиеся в пределах месторождения или региона и соответствующие тем или иным пластам.

Корреляция позволяет установить последовательность залегания проходимых скважиной горных пород выделить разновозрастные пласты, проследить за изменением их толщины, литологического и фациального составов, установить наличие тектонических нарушений, перерывов в осадконакоплении, размывов. На основании обобщения и интерпретации результатов корреляции строят геологические разрезы, структурные карты, карты толщин, карты неоднородности, с помощью которых изучают продуктивные пласты в пределах нефтяных и газовых залежей.

Корреляцию можно осуществлять по образцам горных пород из обнажений в процессе геологической съемки, либо по керну. Однако низкий процент выноса керна и отсутствие его сплошного отбора не позволяют осуществить эту операцию. По этой же причине малоэффективны методы корреляции по палеонтологическим остаткам, микрофауне, спорово-пыльцевому анализу и петрографическому составу пород.

Наиболее эффективна корреляция разрезов скважин по материалам промысловой геофизики, так как в каждой скважине проводится комплекс промыслово-геофизических исследований и, например, геоэлектрические реперы можно выделить и проследить в разрезах всех пробуренных скважин в пределах разведочной или разрабатываемой площади. В этом случае необходимо учитывать три момента:

1. Предполагается, что один и тот же пласт в разрезах разных скважин одинаково отражается на каротажных диаграммах, так как его литологический состав и толщина остаются неизменными. Сходство конфигурации сопоставляемых участков каротажной диаграммы является важным признаком тождества сопоставляемых пластов, которые увязываются в разрезах разных скважин.

2. Абсолютные значения изучаемого геофизического параметра для прослеживания пласта в разных скважинах не имеют существенного значения. Они могут изменяться в зависимости от ряда факторов, которые не имеют отношения к свойствам пласта (например, различный диаметр скважин, качество и свойства бурового раствора и т. д.). Следовательно, равенство отношений значений одного и того же параметра, свойственное двум соседним пластам, может служить дополнительным признаком идентичности этих пластов в разрезе скважин. Например, если отношение кажущихся удельных сопротивлений (КС) двух соседних пластов сохраняется примерно одинаковым в разных скважинах, то это служит подтверждением правильности прослеживания этих пластов по сходству конфигурации каротажных диаграмм.

3. В процессе корреляции необходимо учитывать и еще один признак – сходство изменения комплекса параметров каждого пласта. Это выражается в сходстве конфигурации ряда каротажных диаграмм, каждая из которых изображает изменение одного геофизического параметра.

В нефтяной и нефтепромысловой геологии выделяют три вида корреляции: общую, детальную и региональную.

Общая корреляция – это сопоставление разрезов скважин в пределах месторождения в целом от устья до забоев с целью выделения одноименных стратиграфических свит, литологических пачек, продуктивных горизонтов и пластов, маркирующих горизонтов.

После увязки между собой диаграмм стандартного каротажа переходят к сопоставлению данных по литологии пройденных пород и их возрасту, полученных в результате комплексных исследований керна и шлама.

После выделения реперов и предварительного расчленения разрезов скважин строятся корреляционные схемы. Целью составления корреляционных схем является выяснение характера изменения мощности и литологии отложений, слагающих изучаемую толщу. Для этого диаграммы соседних скважин располагаются таким образом, чтобы глубина кровли или подошвы наиболее выдержанного репера была на одной линии.

На корреляционной схеме линиями соединяют границы выделенных пластов (циклитов), а затем анализируют изменение литологии и мощности отложений в заданном направлении.

Детальная корреляция (зональная) – это сопоставление между собой частей разрезов скважин в пределах продуктивных пластов, горизонтов, либо продуктивной нефтегазоносной толщи для изучения их фациальной изменчивости, границ выклинивания, распространения по площади.

Детальная корреляция начинается с выделения маркирующих горизонтов (геоэлектрических реперов), залегающих выше или ниже изучаемого пласта. Иногда корреляцию проводят по кровле пласта (если

выше намечается нормальное залегание пластов), либо по подошве (если кровля пласта размыта), либо по маркирующему прослою внутри пласта (если кровля и подошва размыты). В том случае, если кровля и подошва пласта размыты и отсутствуют маркирующие прослои, используют так называемые местные (групповые) реперы, которые прослеживаются в пределах лишь отдельных групп скважин.

После предварительной корреляции по геоэлектрическим реперам также осуществляется послойная корреляция продуктивных пластов. Основной задачей при этом является прослеживание характера распространения продуктивных прослоев и разделяющих их непроницаемых пропластков, а также фациальной изменчивости по разрезу и площади в пределах продуктивного пласта или горизонта.

На рисунке 3.1 представлена схема корреляции отложений пласта Ю₁³⁻⁴, на которой достаточно хорошо представлена литологическая неоднородность пласта и его изменчивость по толщине.

3.1.2. Основные приемы литолого-фациального анализа

Накопление осадков, в которых возможно возникновение углеводородов, происходило в определенных физико-географических условиях. Особенности распространения осадочных пород во времени и пространстве в значительной мере определяют размеры и форму природных резервуаров нефти и газа, а, следовательно, и запасы этих полезных ископаемых. В связи с этим, знание общих и частных закономерностей образования осадочных толщ имеет существенное практическое значение.

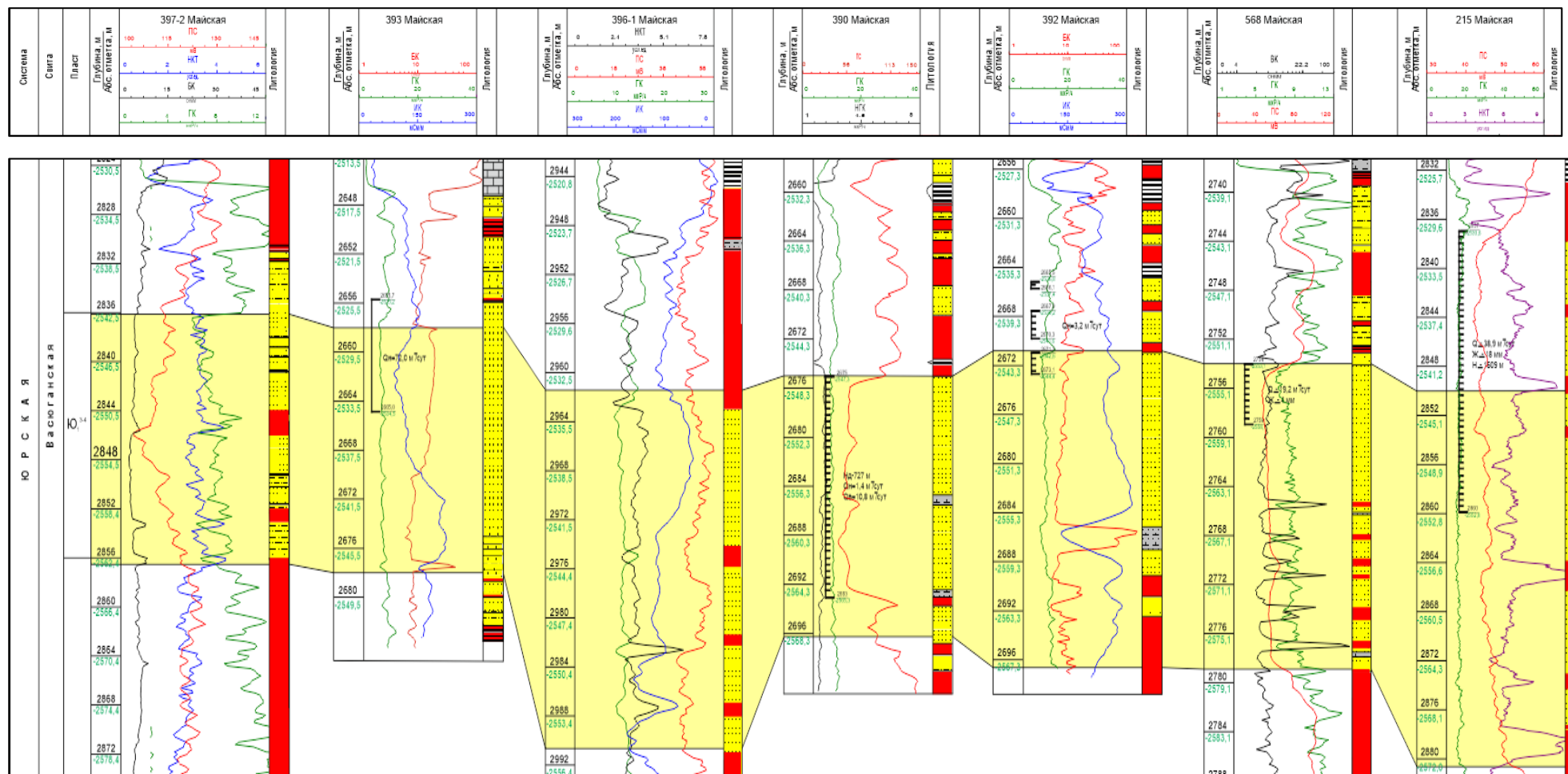


Рисунок 3.1. – Схема корреляции отложений пласта $\text{Ю}_1^{3,4}$ по линии скважин 397-2 - 393-396-1 - 390-392-568-215

Закономерное чередование комплексов пород позволяет судить о периодической смене условий осадконакопления и общем направлении изменения этих условий в различные периоды. Для выражения изменения состава отложений определенного стратиграфического отрезка на площади его распространения было введено в геологию понятие "фация". Фация - это обстановка осадконакопления, современная или древняя, овеянная в осадке или породе.

Таким образом, под фациями понимаются физико-географические условия какого-либо региона в определенный отрезок времени, отличающиеся от условий того же времени в соседних регионах. Эти условия находят свое выражение в особенностях осадков и пород или в первичном отсутствии отложений. Первоначальные генетические признаки осадочных пород могут быть объединены в следующие группы: литолого-геохимическая характеристика пород; остатки древних организмов и следы их жизнедеятельности; форма залегания осадочных толщ.

Структура осадочных пород - строение, определяемое размером, формой, ориентировкой частиц и степенью кристалличности вещества.

Гранулометрический состав, характер окатанности, сортировки и изменения крупности зерен зависят от динамики среды отложения. Чем она активнее, тем более крупные обломки переносятся и откладываются.

По структуре обломочной части можно косвенно судить о рельефе областей питания, о длительности переноса, о средствах переноса и отложения и о характере движения среды переноса.

Структурные признаки с той или иной степенью достоверности определяют только динамику среды осаждения. Структурные особенности отложений самостоятельно обычно не рассматриваются, но в комплексе с другими данными играют большую роль в фациальном анализе.

Под текстурой понимают взаимное расположение частиц, слагающих породу. Текстуры осадочных пород разнообразны и образуются в разные стадии формирования пород.

К числу первичных текстур, возникающих на самых ранних стадиях образования осадочных пород, относятся все явления слоистости.

Слоистость, наряду с гранулометрическим составом, часто является решающим признаком тех или иных условий осадкообразования, т.к. она дает представление о силе, направленности, постоянстве или изменчивости движения водной среды.

3.1.3. Применение биофациального анализа

Изучение состава и условий захоронения остатков фауны и флоры является основой фациального анализа.

Для фациального анализа имеет значение количество и расположение органических остатков относительно друг друга и по отношению к структурно-текстурным элементам вмещающих их отложений. К сожалению, геологам-нефтяникам приходится иметь дело с ограниченным объемом породы, определяемым отбором керна, но и в этом случае необходимо отмечать количество остатков на единицу площади образца.

Значение животных организмов как показателей среды осадконакопления очень велико. Важную роль в реконструкции донных условий играет характер скульптуры на раковинах. Характер среды оказывает влияние и на строение колониальных организмов. Для выяснения форм переноса и условий отложения органических остатков необходимо исследовать их форму, размеры, отсортированность.

Остатки растительного происхождения встречаются в осадочных породах в четырех формах: в виде твердых горючих ископаемых (горючие сланцы, угли); скопления остатков колониальных известковых водорослей; скопления

известковых и кремневых панцирей одноклеточных планктонных водорослей; обугленных и литифицированных обрывков растительных тканей.

Осадочные породы, особенно терригенные алевролиты и песчаники, часто могут содержать свидетельства жизнедеятельности организмов, называемые *ихнофоссилиями* или следами жизни. Хотя биогенные текстуры отмечают определенную сторону жизнедеятельности организма, например, условия обитания или характер питания, особая их ценность для фациального анализа в том, что они регистрируют осадочную обстановку, в которой обитали живые организмы.

3.1.4. Основные принципы установления седиментологических и электрометрических моделей фаций

В практике нефтегеологических работ возможности литологических и палеоэкологических методов для фациального анализа ограничены. Известно, что выход керна очень невелик, а в ряде скважин и вовсе отсутствует. Однако практически во всех скважинах проводится широкий комплекс промыслово-геофизических исследований. По некоторым из них, в частности, по данным электрокаротажа скважин, можно получить информацию о гранулометрическом составе пород и проводить фациальную диагностику осадочных образований. Теоретические и методологические положения нового направления нефтяной геологии – электрометрии песчаных тел-коллекторов и глинистых пород-экранов разработал В. С. Муромцев. Для определения генезиса осадков по данным каротажа необходимо знание изменения условий седиментации во времени для отложений каждой фации.

Фации в данном случае рассматриваются с позиций выявления механизма формирования слагающих их осадков, в основу которого положен седиментологический фактор изменения палеогидродинамики среды.

Всего выделяют пять гидродинамических уровней (режимов): очень высокий, высокий, средний, низкий и очень низкий. Каждый из этих уровней

характеризуется рядом первоначальных признаков, отражающих динамическую активность среды седиментации (таблица 3.1).

Для каждой фации имеются свои, только ей свойственные, сочетания палеодинамических режимов седиментации. Смена палеогидродинамических уровней в характерной для данной фации последовательности носит название *седиментологической модели фации*. Эти модели дают возможность реконструировать палеогидродинамическую обстановку и определять генезис осадков по электрокаротажным разрезам скважин.

Как известно, метод самопроизвольной поляризации (ПС) в условиях терригенного разреза отражает литологические свойства пород (относительную глинистость и размеры обломочных частиц), что позволяет выявлять особенности среды седиментации и оценивать коллекторские свойства пород. С целью исключения влияния изменения химического состава буровых растворов и масштабов записи на характер кривой ПС были использованы относительные значения ПС или $\alpha_{\text{ПС}}$.

Электрометрическая модель фации – это отрезок кривой ПС, отражающий литофизические свойства пород, обусловленные характерной последовательностью смены палеогидродинамических уровней среды седиментации во времени.

Результаты анализа геолого-геофизического и кернового материала представлены на рисунках 3.2 – 3.8.

Таблица 3.1- Палеогидродинамические уровни, отражающие динамическую активность среды седиментации

Палеогидродинамические уровни, отражающие динамическую активность среды седиментации					
УРОВНИ					
Литология	I Очень высокий	II Высокий	III Средний	IV Низкий	V Очень низкий
Породы	Песчаники крупно - и среднезернистые неглинистые	Песчаники средне - мелкозернистые	Песчано-алеврито - глинистые породы	Алевриты и глинисто - алевритовые породы	Алеврито - глинистые породы и глины
Гранулометрия	Пфр – 70–95 % Афр – 5–10 % Гфр – 0–15 % Md > 0,25 мм Зерна гравия, галька	Пфр – 50–70 % Афр – 5–20 % Гфр – 15–25 % Md - 0,1–0,2 мм	Пфр – 20–50 % Афр – 20–50 % Гфр – 20–50 % Md - 0,06–0,1 мм	Пфр – 0–20 % Афр – 50–85 % Гфр – 15–50 % Md < 0,06 мм	Пфр – 0–5 % Афр – 0–20 % Гфр – 50–90 % Md < 0,02 мм
Слоистость	Крупная косая, иногда сходящаяся или отсутствует. По границам серий – мелкая галька	Косая, косоволнистая. Серийные швы отчетливы	Мелкая косая, косоволнистая, иногда волнистая и горизонтальная. Серийные швы слабо заметны	Волнистая, линзовидная, горизонтальная	Горизонтальная или отсутствует
Следы размыва в основании	Всегда присутствуют в виде конгломератовидных пород	Всегда присутствуют в виде конгломерато- видных пород	Слабо выражены в виде мелких окатышей или отсутствуют	Отсутствуют	Отсутствуют


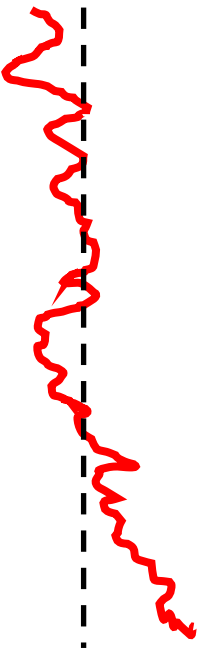
Литотип	Литологическая колонка	Электрометрическая модель	Литологическая характеристика пород	Фация
I		Скв. 215 	<p>Пласт Ю₁³⁻⁴ представлен переслаиванием песчаников темно-серого и алевролита светло-серого цвета.</p> <p>Для пород характерно выражена горизонтально-волнистая слоистость, отмечены включения растительных остатков.</p> <p>Электрометрическая модель пласта представляет собой кривую ПС с отсутствующей подошвенной и кровельной линией, боковая линия зубчатая наклоненная.</p> <p>Отмечается увеличение зернистости по разрезу, что указывает регрессивный характер среды осадконакопления.</p> <p>Осадконакопление осуществлялось в условиях активного, но неустойчивого гидродинамического режима бассейна седиментации.</p>	Фация приливной равнины

Рисунок 3.2- Литолого-геофизическая характеристика пласта Ю₁³⁻⁴ скв. 215

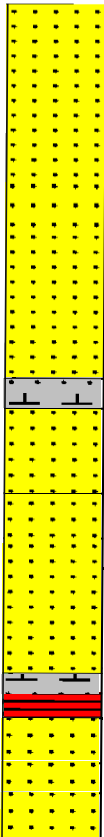
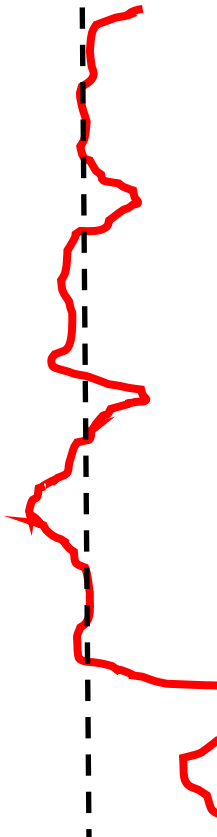
Литотип	Литологическая колонка	Электрометрическая модель	Литологическая характеристика пород	Фация
III		<p>Скв. 390</p> 	<p>Пласт Ю₁³⁻⁴ представлен переслаиванием песчаников серого и алевролита светло-серого цвета.</p> <p>Для пород характерно выражена горизонтально-волнистая слоистость, отмечены включения растительных остатков.</p> <p>Для электрометрической модели характерно горизонтальная подошвенная и кровельная линия, боковая линия почти вертикальная, слабо изрезанная.</p> <p>Характер кривой ПС указывает на устойчивый, высокий гидродинамический режим седиментации.</p>	Фация подводных баров

Рисунок 3.3 - Литолого-геофизическая характеристика пласта Ю₁³⁻⁴ скв. 390

Литотип	Литологическая	Электрометрическая	Литологическая характеристика	Фация
---------	----------------	--------------------	-------------------------------	-------

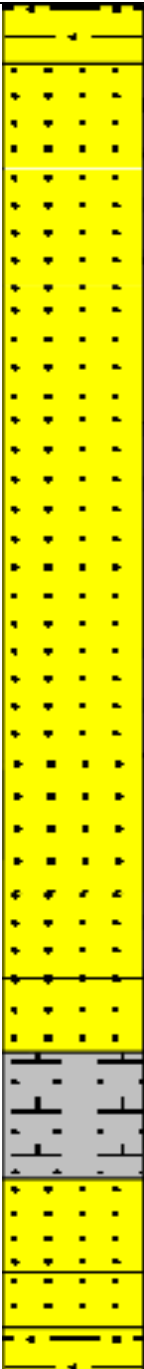
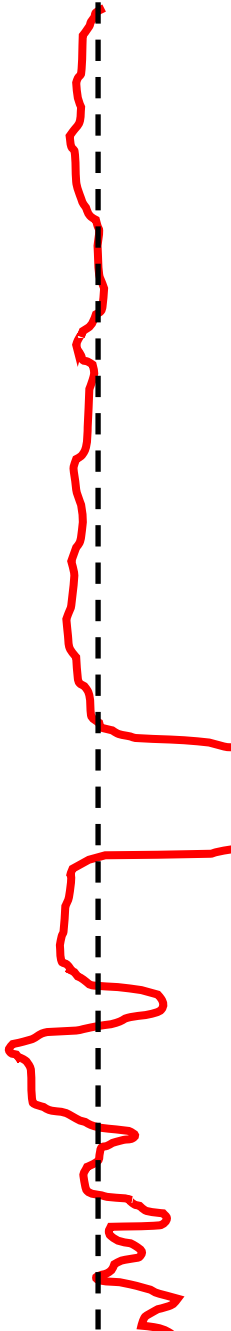
	колонка	модель	пород	
III		Скв 392 	<p>Разрез представлен песчаниками серого цвета, крепко сцементированный с горизонтальной и косой слоистостями. Алевролит светло серый, мелкозернистый.</p> <p>Песчаник содержит большое количество глины. В разрезе так же обнаружен черный уголь с конкрециями пирита.</p> <p>Для кривой ПС характерно отсутствие подошвенной и кровельной линии. Боковая линия слабо изрезана.</p> <p>Характер кривой ПС указывает на высокий гидродинамический режим седиментации.</p> <p>Боковая линия вертикальная, слабо изрезанная.</p>	Центральных частей бара

Рисунок 3.4 - Литолого-геофизическая характеристика пласта Ю₁³⁻⁴ скв. 392

Литотип	Литологическая	Электрометрическая	Литологическая характеристика	Фация
---------	----------------	--------------------	-------------------------------	-------

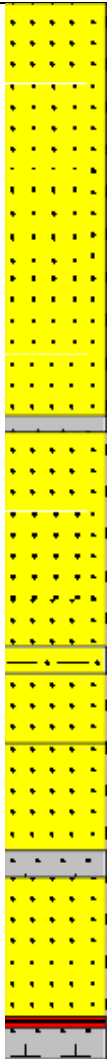
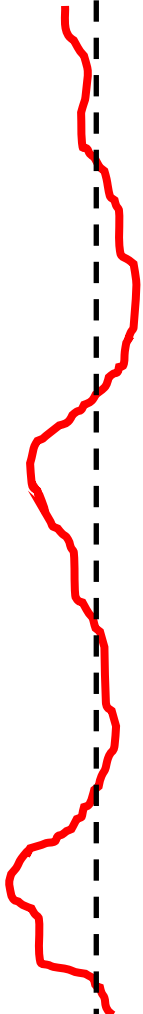
	колонка	модель	пород	
II		Скв. 393 	<p>Разрез представлен переслаиванием песчаников серого и алевролита светло-серого цвета.</p> <p>Для пород характерно выражена горизонтальная слоистость, текстура микро-слоистая.</p> <p>Для кривой ПС характерно отсутствие подошвенной и кровельной линии. По конфигурации кривой ПС можно сделать вывод о неустойчивом гидродинамическом режиме, отмечается смена уровней от высокого к среднему и обратно.</p>	Склоновых частей бара

Рисунок 3.5 - Литолого-геофизическая характеристика пласта Ю₁³⁻⁴ скв. 393

Литотип	Литологическая	Электрометрическая	Литологическая характеристика пород	Фация
---------	----------------	--------------------	-------------------------------------	-------

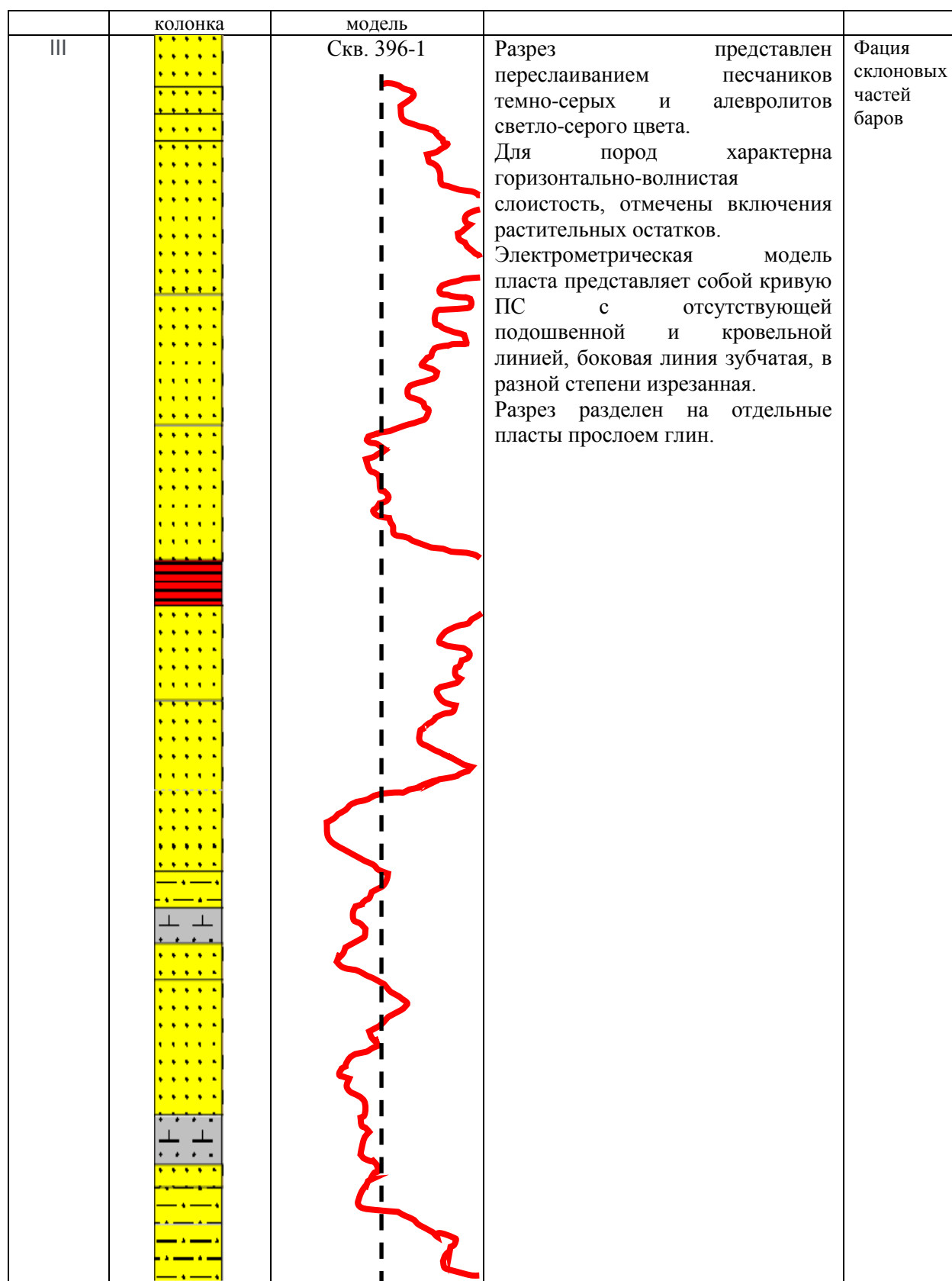


Рисунок 3.6 - Литолого-геофизическая характеристика пласта Ю₁³⁻⁴ скв. 396-1

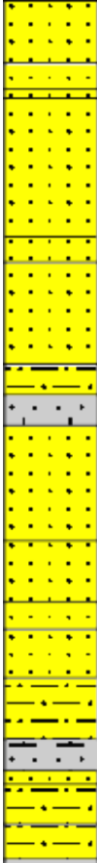
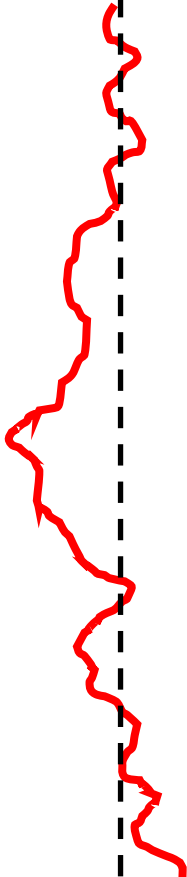
Литотип	Литологическая колонка	Электрометрическая модель	Литологическая характеристика пород	Фация
II		<p>Скв. 397-2</p> 	<p>Разрез представлен песчаниками серыми мелкозернистыми алевритистыми. Алевролит светло серый, мелкозернистый. Для песчаников характерна косая слоистость, для алевритов горизонтальная. Отмечается редкие включения растительной органики. Для кривой ПС характерно отсутствие подошвенной и кровельной линии. Боковая линия слабо изрезана. По конфигурации кривой ПС можно сделать вывод о постоянном увеличении гидродинамической активности среды седиментации, а затем снижение. Тем не менее можно сделать вывод, что формирование пласта Ю₁³⁻⁴ осуществлялось в условиях высокого гидродинамического режима.</p>	Фация приливной равнины

Рисунок 3.7 - Литолого-геофизическая характеристика пласта Ю₁³⁻⁴ скв. 397-2

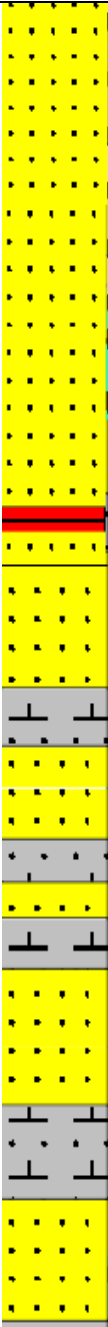
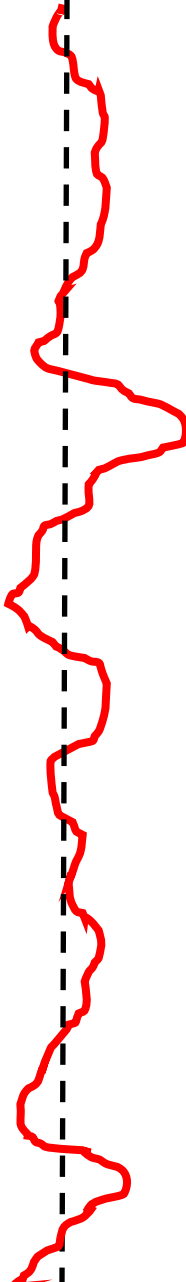
Литотип	Литологическая колонка	Электрометрическая модель	Литологическая характеристика пород	Фация
III		<p>Скв. 568</p> 	<p>Разрез представлен песчаниками серого цвета, крепко сцементированными с горизонтальной и косой слоистостью. Редкие включения органических растительных остатков, с пропластками угля слабо пиритизированного. Электрометрическая модель пласта представляет собой кривую ПС с отсутствующей подошвенной и кровельной линией, боковая линия зубчатая, в разной степени изрезанная. Разрез разделен на отдельные пласты прослоем глин.</p>	Центральных частей бара

Рисунок 3.8 - Литолого-геофизическая характеристика пласта Ю₁³⁻⁴ скв. 568

4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Научно-исследовательские работы по изучению кернового материала

Для изучения особенностей формирования и нефтеносности продуктивных отложений подугольной толщи Майского нефтяного месторождения одной из наиболее важной информацией являются данные, полученные при исследованиях кернового материала.

Изучение кернового материала происходит по следующей схеме: проводится послойное литологическое описание керна, спектрометрический гамма-каротаж, фотографирование ящиков с керном и отдельных наиболее интересных с точки зрения текстурных особенностей кусков керна, выпиливание стандартных цилиндрических и кубических образцов, их экстракция спирто-бензольной смесью до полного удаления содержащихся в них углеводородов, очистка от возможно содержащихся в них солей.

Затем с целью изучения фильтрационно-емкостных свойств образцов, получения данных для решения геологических задач проводят общие исследования керна, которые условно можно разделить на петрофизические, литолого-петрографические и детальные.

Петрофизические исследования предназначены для изучения диапазона изменения петрофизических характеристик исследуемых образцов, получения и анализа петрофизических связей.

Литолого-петрографические исследования включают макро- и микроописание пород по шлифам и позволяют определить не только литотип исследуемой породы, но и выделить микронеоднородности исследуемой породы (примеси, тип цемента и другие особенности).

Детальные исследования позволяют изучать свойства горных пород на специальных установках.

Расчет стоимости работ по исследованию кернового материала Майского нефтяного месторождения

Для изучения условий формирования необходимо провести литолого-минералогические, палеонтологические и седиментологические исследования кернового материала.

Заказчиком исследований выступает предприятие ООО «Норд Импеариал», владеющее Майским лицензионным участком.

Для проведения исследований и обработки результатов исследований были привлечены шесть сотрудников. Перечень должностей и специальностей приведен в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Перечень сотрудников для проведения исследований и обработки результатов изучения кернового материала

Возможные наименования должностей, профессий	Трудовая функция
Лаборант	Настройка и подготовка оборудования для исследований полноразмерного кернового материала к работе; выбор мест выпиливания цилиндрических образцов кернового материала горных пород.
Старший лаборант	Подготовка керна к возврату заказчику; проведение исследований полноразмерного кернового материала; нумерация и привязка по глубине цилиндрических образцов керна горных пород.
Инженер	Подготовка полноразмерного керна к исследованиям; подготовка отчетной документации по исследованиям полноразмерного керна.
Младший научный сотрудник	Выбор кернового материала для проведения специальных исследований по определению физических свойств; настройка и подготовка оборудования для проведения специальных исследований физических свойств кернового материала.
Заведующий лабораторией	Организация проведения технико-экономического анализа работы предприятия;
Ведущий научный сотрудник	Организация разработки плановой и проектно-сметной документации по проведению исследований свойств горных пород на основе требований Заказчика

Местом работы будет являться рабочий кабинет, общей площадью 320 м², оборудованный персональными компьютерами, с тем расчетом, что у каждого сотрудника будет свой компьютер.

В кабинете будет находиться цифровой фотоаппарат CANON PowerShot SX420, и комплекс оборудования для проведения исследований, а именно ручной отрезной станок RSCUT-200, установка очистки растворителем/CO₂ CSC-70, центрифужный экстрактор керна CEXT-400, сушильный шкаф Precise Vacuum Oven WOV-70, бокс для исследования керна в УФ-свете UVP-10/75, автоматический станок для шлифовки петрографических шлифов LP 50, стереомикроскоп STEMI-2000, лазерный гранулометр Mastersizer 3000, рентгеновский дифрактометр EMPYREAN.

Помимо этого, в помещении будет находиться вся печатная техника, а именно, принтер HP OfficeJetPro 8620, многофункциональное устройство Canon imageRUNNER ADVANCE C3320, для которых в нужном количестве должны быть закуплены расходные материалы, а именно картриджи, тонеры и офисная бумага формата А4, А3, А1. Также для работы необходимо будет закупить шариковые автоматические ручки, простые карандаши, папки для бумаг и USB flash накопители, для дальнейшей записи отчетов и графического материала в электронном виде.

После приема, керн разгружается, сортируется, проводится ревизия и оформление, параллельно керн фотографируется в таре бурового предприятия, выбираются образцы керна для продольного распиливания, полноразмерные образцы диаметром 80-100 мм для исследования, и для изготовления шлифов.

После распиливания образцов керна, он фотографируется в дневном и ультрафиолетовом свете.

Полноразмерные образцы подвергаются экстракции, отмывке от солей и сушке. После этого проводится микрофаунистический, палеонтологический (палеофациальный), гранулометрический анализы.

Методика проведения палеонтологических и микрофаунистических исследований включает: 1) отбор образцов дезинтегрированного керна для исследования; 2) выделение микрофаунистических (палеонтологических) остатков и их отмывка вручную или с помощью отмывочных приборов; 3) отбор скелетных остатков из отмытого образца под бинокулярным микроскопом с увеличением 8х4; 4) приготовление препаратов, ориентированных и палеонтологических шлифов; 6) микроскопическое изучение фаунистических остатков; 7) определение флоры и фауны и их возраста (по коллекциям и справочникам); 8) подготовка отчета по полученным результатам.

Гранулометрический анализ проводится методом дифракции лазерного луча на лазерном гранулометре.

Помимо этого, на рентгеновском дифрактометре проводится полуколичественный минералогический анализ валовой пробы и количественный минералогический анализ глинистой фракции.

При проведении минерально-петрографического анализа изготавливаются прокрашенные шлифы, затем определяются минералы и фауна, микроструктуры, вторичных изменений, состава и типов цемента, структуры порового пространства и фотографирование шлифов.

После получения результатов микрофаунистического, палеонтологического и гранулометрического анализа проводится седиментологический анализ, при котором по выделенным фракциям выполняется реконструкция обстановки осадконакопления, создание концептуальной седиментологической модели.

Итогом работы будут являться карты вещественного состава, палеогеографические и фациальные карты, корреляционные схемы, геологические разрезы исследуемой территории, отчёт о проведённых работах, в котором должны быть изложены все данные о перспективности объекта на обнаружение ловушек нефти и газа. Комплексный расчёт затрат,

учитывающий заработную плату, амортизацию, материалы и услуги, необходимые для проведения научно-исследовательской работы, приведены в таблицах 4.2 – 4.4. Для обеспечения максимальной прибыли, плановые накопления берутся 30 % от основных расходов.

Таблица 4.2 – Комплексный расчет затрат на проведение научно-исследовательских работ

№	Наименование работ	Объект	Стоимость	Кол-во	Сумма (тыс. руб.)
1	2	3	4	5	6
	Вывоз керна в лабораторию		50 000,00		50 000,00
1	Приемка, подготовка, профильные и стандартные исследования керна				
1.1	Приемка и систематизация керна (разгрузка и первичная сортировка) включая ревизию и оформление	п.м.	188,80	180	33984,00
1.2	Фотографирование керна при его поступлении в таре бурового предприятия	п.м.	121,72	180	21 911,40
1.3	Продольная распиловка керна	п.м.	525,32	180	94 557,60
1.4	Фотографирование керна в дневном и ультрафиолетовом свете после распиловки (с выдачей заключения)	п.м.	371,90	180	66 942,00
1.5	Фотографирование керна в дневном свете после выбуривания образцов	п.м.	267,00	180	48 060,00
1.6	Отбор полноразмерных образцов керна диаметром 80-100 мм	обр.	255,00	17	4 335,00
1.7	Экстракция, отмывка от солей, сушка образцов	обр.	561,32	542	304062,00
	Итого				623 852,00
2	Литолого-минералогические, палеонтологические и седиментологические исследования				
2.1.	Микрофаунистический анализ (терригенный керн)	обр.	7 500,00	40	300 000,00
2.2	Палинологический анализ (палинофацальный) (терригенный керн)	обр.	14 750,00	40	590 000,00
2.3	Гранулометрический анализ методом дифракции лазерного луча (включая пробоподготовку)	проба	1 308,00	20	26 160,00
2.4	Определение общей карбонатности	исслед.	360,00	110	39 600,00

2.5	Полуколичественный минералогический анализ валовой пробы (рентгеновская дифрактометрия, включая пробоподготовку)	проба	6 650,00	35	230 750,00
2.6	Количественный минералогический анализ глинистой фракции (рентгеновская дифрактометрия, включая пробоподготовку)	проба	6 650,00	35	230 750,00
2.7	Изготовление прокрашенных шлифов, минерально-петрографический анализ пород в шлифах, включая определение минералов и фауны, микроструктуры, вторичных изменений, состава и типов цемента, структуры порового пространства и фотографирование шлифов	шлиф	3 900,00	45	175 500,00
2.8	Седиментологический анализ (выделение фракций, реконструкция обстановки осадконакопления, создание концептуальной седиментологической модели)*	п.м.	1 720,00	180	309 600,00
2.9	Определение порового пространства и элементного состава методом растровой электронной микроскопии и микрозондовой спектроскопии (с оформлением результатов исследования и приложением фактического материала)	обр.	8 588,00	25	214 7500,00
	Итого				2 117 060,00
3	Подготовка отчета				
3.1	Обобщение результатов исследований, подготовка и сдача окончательного отчета	отчет	10%		274 091,20
	ИТОГО				3 015 003,20

Работа по документации керна горных пород выполняется производственной группой из 2 исполнителей: геолога II категории и рабочего на геологосъемочных и поисковых работах 3-го разряда, совмещающего в случаях проведения радиометрических исследований профессию радиометриста 3-го разряда.

Таблица 4.3 – Нормы расхода материалов на геологическую и инженерно-геологическую документацию керна горных пород

Наименование	Единица измерения	Количество	Сметная стоимость (руб.)		Нормативный документ
			За единицу товара	Всего	
Батарея для карманного фонаря	штука	1	100	100	ССН-1.1, табл. 33, гр.6, стр. 50
Бланки разных этикеток	набор	3	200	600	ССН-1.1, табл. 33, гр.6, стр. 50
Бумага оберточная	кг	1,5	1000	1500	ССН-1.1, табл. 33, гр.6, стр. 50
Бумага миллиметровая	Рулон(20м)	0,1	500	50	ССН-1.1, табл. 33, гр.6, стр. 50
Журналы регистрационные	штука	1	300	300	ССН-1.1, табл. 33, гр.6, стр. 50
Карандаш простой	штука	3	50	150	ССН-1.1, табл. 33, гр.6, стр. 50
Лампочка для карманного фонаря	штука	2	300	600	ССН-1.1, табл. 33, гр.6, стр. 50
Лейкопластырь	коробка	1	400	400	ССН-1.1, табл. 33, гр.6, стр. 50
Линейка чертежная	Штука	2	40	80	ССН-1.1, табл. 33, гр.6, стр. 50
Мешки для проб	штука	20	200	4000	ССН-1.1, табл. 33, гр.6, стр. 50

Мешочки для образцов	штука	40	50	2000	ССН-1.1, табл. 33, гр.6, стр. 50
Парафин	Кг.	1	1000	1000	ССН-1.1, табл. 33, гр.6, стр. 50
Ручка чертежная	штука	10	100	1000	ССН-1.1, табл. 33, гр.6, стр. 50
Ручка шариковая	штука	10	80	800	ССН-1.1, табл. 33, гр.6, стр. 50
Резинка ученическая	штука	3	50	150	ССН-1.1, табл. 33, гр.6, стр. 50
Свечи стеариновые	Кг.	2	700	1400	ССН-1.1, табл. 33, гр.6, стр. 50
Тетрадь общая	штука	5	100	500	ССН-1.1, табл. 33, гр.6, стр. 50
Транспортир	Штука	3	150	450	ССН-1.1, табл. 33, гр.6, стр. 50
Тушь черная	Флакон	1	300	300	ССН-1.1, табл. 33, гр.6, стр. 50
Угольник чертежный	штука	5	300	1500	ССН-1.1, табл. 33, гр.6, стр. 50
Черенок для молотка	Штука	3	200	600	ССН-1.1, табл. 33, гр.6, стр. 50
Черенок для топора	штука	3	400	1200	ССН-1.1, табл. 33, гр.6, стр. 50
Итого:				18680	

Таблица 4.4 – Расчёт сметной стоимости научно-технической продукции

Расчёт сметной стоимости создания НТПр		
№№ п/п	Статьи расходов	Сметная стоимость, тыс. руб.
1	Основные расходы	3015
2	Накладные расходы, 12%	361,8
3	Плановые накопления, 30 %	904,5
4	Итого	Сумма трех: 4 281,3
5	НДС, 20%	856,26
6	Итого с НДС	5 137,56

Схема финансовых затрат представлена на рисунке 4.1.

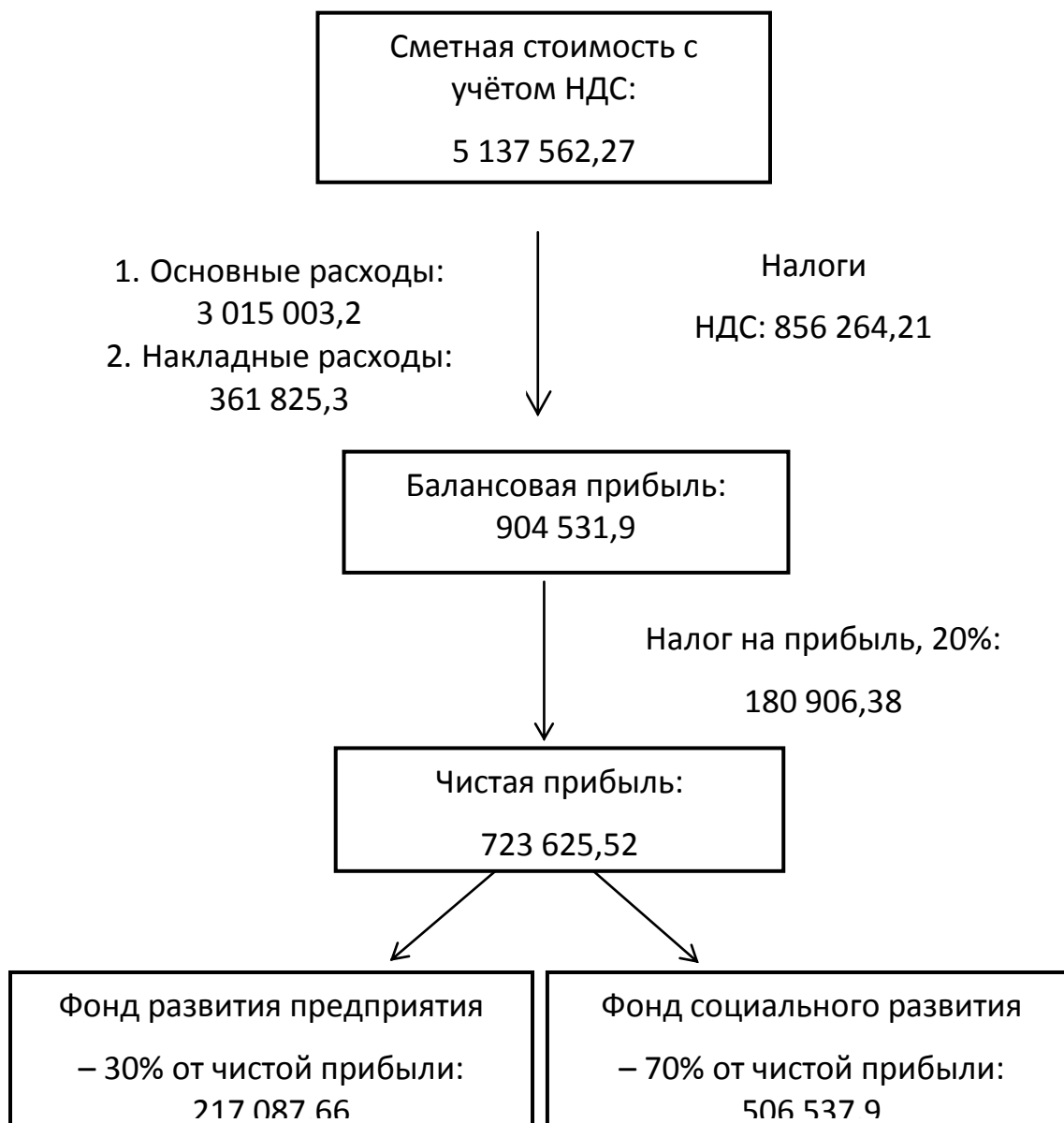


Рисунок 4.1 – Схема распределения денежных средств (в тыс. руб.)

Таким образом, общие затраты, которые несет компания на проведение исследований керна одной скважины, составляют 5 137 562,27 руб. Как отмечалось ранее, данные исследования необходимы для обоснования геологической модели, а также для решения большинства геологических задач. Экономические затраты на проведения исследований керна полностью

обоснованы улучшением изученности месторождения и, в конечном итоге, оптимизацией разработки и увеличением коэффициента нефтеотдачи.

5. Социальная ответственность

Социальная ответственность или корпоративная социальная ответственность (как морально-этический принцип) – ответственность перед людьми и данными им обещаниями, когда организация учитывает интересы коллектива и общества, возлагая на себя ответственность за влияние их деятельности на заказчиков, поставщиков, работников, акционеров.

В данном разделе рассмотрены и проанализированы возможные опасные и вредные факторы, которые могут возникнуть при разработке и эксплуатации фонда скважин, приняты проектные решения, исключающие несчастные случаи и обеспечивающие снижение вредных воздействий на окружающую среду. Приведена характеристика основных источников воздействия на недра рекомендуемой технологической схемой варианта разработки Майского месторождения.

5.1. Производственная безопасность.

5.1.1. Вредные производственные факторы.

К вредным производственным факторам относятся те факторы, которые при воздействии на работника, снижают его работоспособность или приводят к возникновению различного рода заболеваний.

Повышенный уровень шума на рабочем месте. Под шумом понимается совокупность различных звуков с разной частотой и интенсивностью, которые воспринимаются органами слуха. Шум затрудняет приём, восприятие и передачу информации, а так же ухудшает точность выполнения рабочих операций. Источником шума является применяемое

нефтепромысловое оборудование, техника, задействованная в производственном процессе, а так же различные аварийные ситуации. Довольно высокий уровень шума при выполнении спускоподъемных операций (СПО) подъемными агрегатами А60-80, при работе передвижной паровой установки (ППУ) и агрегата ЦА-320. При нахождении в водораспределительном блоке (ВРБ) и рядом с буровым станком уровень шума может колебаться от 30 до 96 дБ. Большую интенсивность уровень шума достигает при авариях на промысловых трубопроводах или непосредственно на скважине. Шум отрицательно сказывается на состоянии и здоровье человека, ухудшается слух, появляется головная боль. Уровень шума на рабочем месте не должен превышать 80 дБ и должен соответствовать требованиям СанПиН 2.2.2.3359-16.

Основными методами борьбы с шумом согласно с ГОСТ 12.1.029-80 «Общая классификация средств и методов защиты от шума» являются:

1. Использование специализированных средств понижающих уровень шума. К акустическим средствам защиты относятся, звукопоглощение, звукоизоляция, виброизоляция, вибродемпфирование;
2. Применение звукоизолирующих экранов, кожухов, кабин, облицовок, прокладок, опор, конструктивных разрывов, демпфер, а также глушителей шума;
3. Для защиты от прямого воздействия шума используются звукоизолирующие экраны и перегородки;
4. Использование средств индивидуальной защиты (СИЗ) – наушники;
5. Соблюдение режима труда и охраны труда.

Повышенная загазованность и запылённость воздуха рабочей зоны.
Для работы в местах, с большой вероятностью образования концентрации вредных газов, паров и пыли в воздухе превышающих допустимые санитарные нормы, работники должны обеспечиваться соответствующими средствами индивидуальной защиты органов дыхания (СИЗОД). Работник при перемещении по производственному объекту обязан носить с собой

СИЗОД. В закрытых и плохо проветриваемых помещениях, где существует вероятность выделения в воздух паров газов и пыли, а также, в случаях изменений технологических процессов необходимо осуществлять постоянный контроль и замер показаний воздушной среды. СИЗОД подбираются индивидуально и хранятся на рабочих местах, в специализированных шкафах, каждые в своей ячейке. На каждой ячейке и сумке противогаза, указывается фамилия владельца, марка и размер маски. Проверка и замена СИЗОД производится в сроки указанные в технических паспортах и заводских инструкциях по эксплуатации. В местах с повышенной газоопасностью должны быть вывешены предупредительные знаки: «Газоопасно», «Проезд запрещён» и т.п. Работники допускаются к газоопасным работам только после проведения инструктажа. Работы проводятся только при наличии наряда – допуска, а также утвержденного плана ведения газоопасных работ. При газоопасных работах используются газозащитные средства, такие как изолирующие респираторы, шланговые и фильтрующие противогазы. Отклонения показателей микроклимата на открытом воздухе. Метеорологические условия на производстве или микроклимат производства, характеризуется такими параметрами как: температура воздуха ($^{\circ}\text{C}$); относительная влажность воздуха (%); скорость ветра (м/с); тепловое излучение (Вт/м^2); атмосферное давление (мм рт. ст.). Эти параметры в сумме и отдельно, влияют на организм человека и его самочувствие. В зимнее время в отличие от летнего производится временное нормирование рабочего времени на открытом воздухе. Так же производятся определённые мероприятия по уменьшению неблагоприятного воздействия отрицательных температур на организм рабочего. Работающие в зимний период обеспечиваются спецодеждой с термозащитными свойствами. При температуре воздуха -40°C и ниже применяется защита органов дыхания и лица. В летний период работающие должны обеспечиваться головными уборами для защиты от солнечных лучей.

5.1.2. Опасные производственные факторы.

Факторы результатом длительного или кратковременного воздействия на человека, которых является ухудшение состояния его здоровья или травма.

Электробезопасность. Электробезопасность современного производства характеризуется электрической опасностью, источником которой являются электрические сети, электрифицированное оборудование и инструмент, работающие на электричестве.

При протекании через тело человека ток, производит термическое, биологическое, электрическое, механическое и световое воздействие.

Различают два вида поражения организма электрическим током:

1. Электрические травмы;
2. Электрические удары.

Электрические травмы - это местные поражения тканей и органов человека. К ним относятся электрические ожоги, электрические знаки и электрометаллизация кожи, механические повреждения в результате непроизвольных судорожных сокращений мышц во время протекания тока, а также электроофтальмия – воспаление глаз в результате воздействия ультрафиолетовых лучей электрической дуги. Электрический удар – это возбуждение живых тканей организма протекающим через него электрическим током, сопровождается непроизвольным сокращением мышц. Выделяют четыре степени электрических ударов: I- судорожное сокращение мышц без потери сознания; II- судорожное сокращение мышц с потерей сознания, но с сохранением дыхания и работы сердца; III- потеря сознания и нарушение дыхания или деятельности работы сердца; IV- клиническая смерть. Поражение человека электрическим током может возникнуть в результате прикосновения: к токоведущим частям, находящимся под напряжением; токоведущим частям которые отключены от источника питания, но на которых остался заряд или появилось напряжение в результате случайного включения; к металлическим нетоковедущим частям

после перехода на них напряжения с токоведущих частей. Так же, возможно электропоражение напряжением шага при нахождении человека в зоне растекания тока на землю, электрической дугой в установках с напряжением более 1000 В; при приближении к частям, находящимся под напряжением, на недопустимо малое расстояние, в зависимости от значения высокого напряжения.

Для максимальной защиты персонала предпринимаются следующие меры:

1. Изоляция токоведущих частей оборудования;
2. Заземление точки источника питания или искусственной нейтральной точки;
3. Применение СИЗ, не проводящих токи;
4. Установка знаков предупреждения в местах повышенной опасности.

Опасность механических повреждений. Основной опасностью получения механических повреждений являются движущиеся машины и механизмы. Для предотвращения получения травм, необходимо соблюдать правила техники безопасности при выполнении различного рода работ. Необходимо проводить следующие мероприятия по предотвращению механических травм: - проверка наличия защитных ограждений на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов; - плановая и внеплановая проверка исправности пусковых и тормозных устройств; - проверка исправности оборудования и своевременное устранение выявленных дефектов. Для защиты от данных опасных факторов необходимо использовать коллективные средства защиты – это устройства преграждающие путь человека в опасную зону: сетки, решётки, экраны и кожухи. Так же применяются индивидуальные средства защиты в виде касок, защитных очков и обуви с жёстким носком.

5.2. Экологическая безопасность

5.2.1. Атмосферный воздух

Мониторинг атмосферного создается на Майском нефтяном месторождении согласно Закону РФ «Об охране атмосферного воздуха», Постановлением Правительства от 02.03.2000 № 183, от 21.04.2000 г. № 373, от 15.01.2001 г. № 31 и иным нормативным правовым актам.

Состав контролируемых параметров, регламент контроля, схема размещения измерительных звеньев и пунктов контроля подсистемы мониторинга атмосферного воздуха должны разрабатываться на основании исходных данных и материалов для проектирования и согласовываться со специально уполномоченными территориальными органами исполнительной власти в области охраны атмосферного воздуха, а по мониторингу физических факторов (шума, электромагнитных воздействий и др.), воздуха в рабочей зоне и селебитной территории в зоне влияния выбросов – с учреждениями государственной санитарно-эпидемиологической службы РФ. При строительстве объектов на месторождении неизбежно будет происходить загрязнение атмосферы за счет выбросов от автотранспорта, спецтехники и от сварочных работ по монтажу оборудования. Контроль за выбросами загрязняющих веществ в атмосферу осуществляет специализированная группа контроля загрязнений природной среды согласно плану-графику контроля. При определении количества выбросов рекомендуется использовать прямые методы измерения концентраций загрязняющих веществ в местах непосредственного выделения их в атмосферу и сопоставление их с предельно-допустимым выбросом (ПДВ). Годовой выброс вещества не должен превышать установленного для данного источника годового значения ПДВ. Максимальный темп выброса ингредиентов не должен превышать установленного для данного источника значения ПДВ. При осуществлении контроля за соблюдением установленных нормативов выбросов основным должен быть инструментальный метод – прямые замеры технологических параметров источников выбросов, видов и количества выбрасываемых вредных веществ. В случае невозможности

проведения прямых измерений допускается использование расчетных балансовых методов путем оценки количественных показателей выбросов по существующим методическим указаниям. С учетом розы ветров должны быть созданы пункты фоновых наблюдений с относительно чистым атмосферным воздухом.

Расположение пунктов мониторинга атмосферного воздуха и частота определений должны обеспечивать получение данных, необходимых для характеристики состояния воздушной среды на территории и трансграничного переноса загрязняющих веществ. Минимальная периодичность отбора проб – один раз в месяц. В перечень обязательных для фоновых исследований показателей загрязнения атмосферного воздуха входят следующие вещества: азота диоксид, углерода оксид, ангидрид сернистый, углеводороды суммарные, сажа, пыль.

5.2.2 Водные объекты и гидробионты

Мониторинг сточных и поверхностных вод создается на предприятии согласно ст. 92 Водного кодекса РФ и иным нормативным правовым актам. Основную угрозу загрязнения могут создать стоки с поверхности промышленной зоны. Вполне возможны и фильтрационные утечки сточных вод из накопителей и технологических продуктов из емкостей. Программа наблюдений поверхностных водоемов территории включает отбор проб воды в намеченных пунктах экомониторинга, что позволит осуществлять оперативное слежение за качеством вод – отделять внешние (трансграничное загрязнение) и обнаруживать внутренние факторы воздействия. Перечень пунктов и створов наблюдения на водотоках и водоемах территории участка пробной эксплуатации будет определен в проекте обустройства с корректировкой в процессе мониторинга по результатам наблюдений первых лет. Рекомендуемая схема выполнения гидрохиманализов включает следующие объемы работ: ежемесячно определяется содержания в воде нефтепродуктов, хлоридов и кислорода; ежеквартально определяются концентрации взвешенных веществ, азота аммония, азота нитратов, азота

нитритов, фосфатов, хлоридов, сульфатов, нефтепродуктов, железа, СПАВ, меди, фенолов, а также показатели рН, сухой остаток О₂, общая жесткость, органолептические показатели, биологическое и химическое потребление кислорода. Отбор проб из поверхностных водоемов производится в соответствии ГОСТ 17.1.5.05-80.

Исследования грунтовых вод проводить ежеквартально на содержание фосфатов, хлоридов, сульфатов, нефтепродуктов, СПАВ, меди, фенолов, а также рН, общая жесткость. В донных отложениях обязательному определению (2 раза в год) подлежат нефтепродукты, Fe, Pb, Cu, Mn, Hg, As, Zn, Cr, Ni, 2,4- бенз(а)пирен. Отбор донных отложений производится согласно ГОСТ 17.1.5.01-80. Согласно гигиеническим требованиям к составу и свойствам воды водных объектов увеличение содержания взвешенных веществ не должно увеличиваться по сравнению с естественными условиями более чем на 0,25 мг/дм³ для водотоков высшей и первой рыбохозяйственной категории и 0,75 мг/дм³ – для водотоков остальных категорий.

5.2.3 Почвенный и растительный покров

Основные направления почвенно-растительного мониторинга на стадии строительства скважин сводятся к следующему: - контроль структуры земель. На территории отвода, на границах отвода проводятся контрольные оценки структуры растительного покрова, соотношения земель разного типа, выявления критических участков и зон. Съёмка проводится в ходе строительства и на момент его окончания; - контроль влияния атмосферных загрязнений. На территории отвода, на границах отвода, проводится оценка влияния атмосферного загрязнения на состояние растительности, оценка угрозы деградации и трансформации растительности как следствие атмосферных эмиссий; - контроль накопления поллютантов в кормовых и пищевых растениях производится на участках, подвергшихся атмосферному загрязнению. После окончания строительства отбираются пробы растений на химический анализ; - контроль влияния поверхностных загрязнений. В местах разлива нефтепродуктов, технологических и бытовых стоков

проводится контроль процессов деградации и восстановления растительности, оценка степени загрязненности почв и растений. Отбирают пробы почв и растений на химический анализ; - контроль механических нарушений почвенно-растительного покрова. В местах нарушений сообществ, прежде всего там, где механические нарушения растительного покрова могут привести к активизации эрозионных процессов, проводятся наблюдения за процессом деградации и трансформации растительности, оценка возможности и сроков её самовосстановления. - контроль изменения гидрологического режима. В понижениях рельефа, оказавшихся подпруженными или дренированными, в местах сооружения водопропускных устройств проводятся наблюдения за процессами деградации или трансформации растительности. При организации контроля за влиянием атмосферных загрязнений на растения и накопления поллютантов в кормовых и пищевых растениях необходимо учитывать, что ПДК для растительности по оксидам азота, и особенно по оксиду серы, ниже санитарно-гигиенических нормативов для воздуха населенных мест. Поэтому при проведении исследований необходимо использовать высокоточные автоматические газоанализаторы с нижним пределом измерения для окислов азота 0,01 мг/м³, для двуокиси серы – 0,02 мг/м³. На момент завершения строительства необходимо провести комплексную оценку последствий техногенного воздействия. Проводится оценка масштабов и направленности трансформации растительности и почв, контроль естественного восстановления растительного покрова на участках, где она была уничтожена в результате механических воздействий и нарушения гидрологического режима, контроль восстановления растительности на рекультивированных территориях.

5.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.

5.3.1. Мероприятия по предупреждению аварийных ситуаций

Несмотря на то, что возможное вредное воздействие на окружающую среду при эксплуатации месторождения сведено к минимуму, однако практика показывает, что избежать аварийных ситуаций полностью не удастся. В процессе нефтедобычи может возникнуть ряд чрезвычайных ситуаций, опасных с точки зрения загрязнения окружающей природной среды. Необходимые мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций на Майском месторождении включают в себя следующее: - мероприятия по исключению разгерметизации оборудования; - мероприятия по предупреждению развития аварий и локализации аварийных выбросов; - обеспечение систем автоматического управления, блокировок, сигнализаций; - обеспечение взрывопожаробезопасности; - мероприятия по предупреждению аварийных ситуаций на объектах газлифтной эксплуатации; - обеспечение надежности электроснабжения; - мероприятия по предупреждению аварийных ситуаций на линейных сооружениях; - система оповещения администрации и рабочего персонала о возникновении чрезвычайных ситуаций. Предотвращение разгерметизации системы сбора, транспорта и подготовки нефти обеспечивается использованием материалов, имеющих значительный запас прочности против их физико-механического разрушения, а также системой предохранительных устройств (дыхательные и предохранительные клапана, манометры, задвижки и т.д.). Для предупреждения развития аварий необходимо предусмотреть систему сигнализации и блокировок, обеспечивающих отключение отдельных видов оборудования по основным параметрам, влияющим на безопасное ведение технологического процесса: давление, температура, уровень раздела фаз в аппаратах. Важную роль в период эксплуатации играет своевременное проведение периодических осмотров оборудования, периодического переиспытания предохранителей и регулирующей арматуры (предусматривается возможность их снятия без остановки технологического процесса). Для обеспечения локализации аварийных выбросов важно предусмотреть следующие мероприятия: - основные потоки снабдить

электроприводными задвижками, обеспечивающими отключение аварийного участка в кратчайший срок; - для предупреждения разливов жидкости по территории (при повреждении емкостного оборудования) площадки, где оно установлено, забетонировать и предусмотреть бордюр по периметру, канализацию; - все аппараты, протяженные участки трубопроводной обвязки должны иметь дренажные линии для быстрого опорожнения их в дренажно-канализационные емкости; - резервуары необходимо разместить в каре с обвалованием и с системой канализации; - обвязкой необходимо предусмотреть возможности перекачки жидкости из одного резервуара в другой в случае повреждения; - пандусы в насосных блоках должны обеспечивать ликвидацию проливов в помещении. Оснащение отдельных установок, аппаратов и агрегатов объектов обустройства датчиками, преобразователями, исполнительными механизмами и системой программно-технических средств автоматизации и диспетчерского управления предусмотреть в объеме, позволяющем осуществить следующие основные функции АСУ ТП: - автоматическое регулирование технологических параметров (давления и уровня рабочих сред); - автоматическое управление технологическим оборудованием; - дистанционное управление насосными агрегатами некондиционной нефти (включить-отключить) и переключением всего газа на факел (открыть-закрыть).

Местное управление всеми электроприводами и другими исполнительными механизмами: - дистанционный контроль температуры и давления во всех сепараторах; - аварийную и исполнительную сигнализации.

Кроме перечисленных выше функций, обеспечивающих решение оперативных задач по контролю и управлению, АСУ ТП реализует функции, способствующие выполнению инженерно-технических мероприятий по предупреждению и уменьшению загрязнения почвы, водных объектов и атмосферного воздуха промышленными аварийными выбросами, по обеспечению безопасности и противоаварийной устойчивости, по защите населения и территории от чрезвычайных ситуаций природного и

техногенного характера. На всех проектируемых взрыво-пожарных объектах необходимо применять взрывозащищающее электрооборудование, помещения и наружные установки оснастить автоматическими газоанализаторами. Причинами возникновения пожара могут быть: 1. Неисправности электропроводки, розеток и выключателей, которые могут привести к короткому замыканию или пробоем изоляции; 2. Использование поврежденных (неисправных) электроприборов; 3. Использование в помещении электронагревательных приборов с открытыми нагревательными элементами; 4. Возникновение пожара вследствие попадания молнии; 5. Неаккуратное обращение с огнем и несоблюдение мер пожарной безопасности.

Профилактические мероприятия. Пожарная профилактика представляет собой комплекс организационных и технических мероприятий, направленных на обеспечение безопасности людей, на предотвращение пожара, ограничение его распространения, а также создания условий для успешного тушения пожара. Одно из условий обеспечения пожаробезопасности – ликвидация возможных источников воспламенения. Источниками воспламенения могут быть: - неисправное электрооборудование, неисправности в электропроводке, электрических розетках и выключателях; - неисправные электроприборы.

Для исключения возникновения пожара по этим причинам необходимо вовремя выявлять и устранять неисправности, проводить плановый осмотр и своевременно устранять все неисправности. Необходимые меры для исключения пожара включают в себя своевременный ремонт электроприборов, качественное исправление поломок, не использование неисправных электроприборов. На объектах обустройства разместить необходимые первичные средства пожаротушения.

5.3.2. Предотвращение аварийного разлива нефти

Предотвращение аварийного разлива нефти обеспечивается следующими мероприятиями: - использование труб из материалов

соответствующих климатическим условиям строительства; - применение гибких полимернометаллических труб, стеклопластиковых и труб с повышенной коррозионной стойкостью и заводским двусторонним антикоррозионным покрытием; - секционирование трубопроводов и выделение ремонтно-эксплуатационных участков установкой арматуры; - послемонтажное испытание трубопровода на прочность и герметичность. Ликвидация последствий аварийного разлива нефти возлагается на имеющуюся аварийно-восстановительную службу. Ликвидация разливов нефти – это комплекс организационных, технологических и технических мероприятий, направленных на быструю очистку водных и грунтовых поверхностей от нефтезагрязнений, уменьшения ущерба от загрязнения окружающей среды. В зависимости от характера аварии и величины разливов нефти к работе по ликвидации аварийных последствий привлекаются соответствующая техника и людские ресурсы.

5.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Перечень нормативно правовых актов, используемых для гарантийного обеспечения социальной защиты работников и нормативные акты гигиенических требования к работе скважин: Мр 2.2.7.2129-06 «Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях» Мр 2.2.8.0017-10 «Режимы труда и отдыха работающих в нагревающем микроклимате в производственном помещении и на открытой местности в теплый период года» сп52.13330.201

Госты № 12.1.008-76 о биологической безопасности, включающий общее требования и № 12.1.019-2009 об электробезопасности, с требованиями и номенклатурой видов защиты.

Постановления Правительства РФ от 21 августа 2000 г. № 613 «О неотложных мерах по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов».

Федеральный закон "Об охране окружающей среды" от 10.01.2002 № 7.

Федеральный закон "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности" от 22.07.2008 № 123-ФЗ (с изменениями).

Федеральный закон "О лицензировании отдельных видов деятельности" от 04.05.2011 № 99-ФЗ.

Заключение

В результате проведенного детального анализа геологического строения Майского месторождения установлено:

- отложения васюганской свиты по особенностям литологического строения делятся на преимущественно глинистую нижневасюганскую и песчано-глинистую верхневасюганскую подсвиты.

- верхневасюганская подсвита выделяется в горизонт Ю1 – основной продуктивный горизонт на месторождениях Томской области. В составе данного горизонта (с учетом регрессивно-трансгрессивного характера строения) выделяются три толщи:

- подугольная, формирующаяся в регрессивных условиях морского мелководного бассейна;

- межугольная, по характеру осадконакопления континентальная;

- надугольная, формирующаяся на фоне трансгрессии морского бассейна.

Ранее установлено, что продуктивные пласты Ю₁³ и Ю₁⁴ формировались в период келловей-оксфордской регрессии морского бассейна Западной Сибири.

Особенностью развития подугольной толщи в пределах Майского месторождения является совместное присутствие пластов $Ю_1^3$ и $Ю_1^4$ в разрезах подугольной толщи. Причиной такого строения стало последовательное развитие регрессии в позднем келловее и раннем оксфорде.

Анализ седиментационных моделей позволил установить, что, накопление песчаников происходило в различных гидродинамических обстановках. На Майской площади подугольная песчаная пачка составляет 20-25 м и характеризуется высокими аномалиями кривой ПС.

Формирование подугольной толщи осуществлялось в переходной прибрежно-морской зоне. По характеру электрометрических моделей и анализу кернового материала были выделены три типа разрезов подугольной толщи:

I тип – формирование пласта $Ю_1^{3-4}$ осуществлялось в условиях подошвенных частей регрессивного бара;

II тип - формирование пласта $Ю_1^{3-4}$ осуществлялось в условиях склоновых частей регрессивного бара;

III тип - формирование пласта $Ю_1^{3-4}$ осуществлялось в условиях центральных частей регрессивного бара.

В кровельной части подугольной толщи отмечается повсеместное развитие пляжевых отложений.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Технологическая схема разработки Майского лицензионного участка ООО «Норд Империял»
2. Конторович В.А. Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири. Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2002. — 253 с.
3. Сурков В.С., Жеро О.Г. Фундамент и развитие платформенного чехла Западно-Сибирской плиты. – М.: Недра, 1981. – 143 с.
4. ГОСТ Р ИСО 26000-2012. Руководство по социальной ответственности. – М: Стандартинформ, 2014. – 23 с.
5. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
6. ГОСТ 12.1.003-83 (1999) ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. Стандартинформ, 1999. – 25 с.
7. СП 51.13330.2011. Защита от шума.
8. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования. Стандартинформ, 1990. – 20 с.
9. СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение.
10. ГОСТ 12.1.030-81 «Защитное заземление. Зануление».
11. ГОСТ Р 12.1.019-2009. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

12. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.

13. ГОСТ 12.2.062-81 ССБТ. Оборудование производственное. Ограждения защитные.

14. ПБ 08-624-03. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности.

Госгортехнадзор, 2003. – 65 с.